



PARLAMENTUL ROMÂNIEI

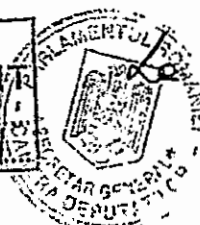
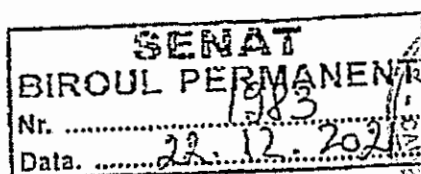


Comisia economică, industriei și servicii
Nr.XX/552/2021

Comisia pentru industriei și servicii
Nr.4c-3/651/2021

Comisia pentru buget, finanțe, activitate
bancară și piață de capital
Nr.XXII/701/2021

Comisia pentru buget, finanțe și bănci
Nr. 4c-2/1211/2021



plenum comun din 10.10.2023
București, 09.12.2021

**BIROURILE PERMANENTE REUNITE
ALE
CAMEREI DEPUTAȚILOR ȘI SENATULUI**

Vă înaintăm, alăturat, raportul comun asupra Raportului anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017.

Președinte,
Senator Silvia-Monica Dinică

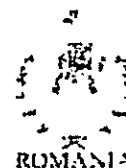
Președinte,
Deputat Sándor Bende

Președinte,
Senator Marinela-Claudiu Mureșan

Președinte,
Deputat Bogdan-Iulian Huțucă



PARLAMENTUL ROMÂNIEI



Comisia economică, industriei și servicii
Nr.XX/552/2021

Comisia pentru industriei și servicii
Nr.4c-3/651/2021

Comisia pentru buget, finanțe, activitate
bancară și piață de capital
Nr.XXII/701/2021

Comisia pentru buget, finanțe și bănci
Nr. 4c-2/1211/2021

București, 09.12.2021

RAPORT COMUN

asupra Raportului anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017

Comisia pentru industriei și servicii a Camerei Deputaților, Comisia economică, industriei și servicii a Senatului, Comisia pentru buget, finanțe și bănci a Camerei Deputaților și Comisia pentru buget, finanțe, activitate bancară și piață de capital a Senatului au fost sesizate de Birourile Permanente reunite în vederea întocmirii raportului comun referitor la **Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017.**

În conformitate cu prevederile art.1 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr.160/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a transmis Parlamentului României, prin adresa nr. 32637/27.04.2018, raportul anual de activitate în vederea dezbaterii acestuia în ședința comună a celor două Camere ale Parlamentului.

Comisiile reunite au analizat **Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017** care este structurat în nouă capitole cuprinzând, detaliat, sectorul energiei electrice, piața de energie electrică, sectorul gazelor naturale, departamentul eficiență energetică, activitatea de control și soluționare a plângerilor, cooperarea internațională, precum și managementul administrativ al ANRE.

Dezbaterile au avut loc în ședința comună a comisiilor din data de 09 decembrie 2021, în prezența majorității senatorilor și deputaților. În urma dezbaterilor și a opiniilor exprimate, membrii Comisiei pentru industrii și servicii a Camerei Deputaților, Comisiei economice, industrii și servicii a Senatului, Comisiei pentru buget, finanțe și bănci a Camerei Deputaților și Comisiei pentru buget, finanțe, activitate bancară și piață de capital a Senatului propun, cu majoritate de voturi, Plenului Parlamentului dezbateră raportului comun referitor la **Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017.**

La dezbateri au participat reprezentanții Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.

Față de aspectele prezentate, **Comisia pentru industrii și servicii a Camerei Deputaților, Comisia pentru buget, finanțe și bănci a Camerei Deputaților și Comisia pentru buget, finanțe, activitate bancară și piață de capital a Senatului propun Plenului Parlamentului dezbateră raportului comun referitor la Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017.**

În conformitate cu prevederile art.1 alin.(4) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr.160/2012, cu modificările și completările ulterioare, raportul anual de activitate „va fi dezbătut, fără a fi supus votului, în ședința comună a celor două Camere ale Parlamentului”.

Președinte,
Senator Silvia-Monica Dinică

Președinte,
Deputat Sándor Bende

Președinte,
Senator Marinel-Claudiu Mureșan

Președinte,
Deputat Bogdan-Iulian Huțucă

RAPORT ANRE 2017 – PRINCIPALELE MODIFICĂRI

Raportul anual de activitate pentru anul 2017 este realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 1, alin. (4) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE.

ANRE are ca obiect de activitate elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și de a implementa și monitoriza măsurile de eficiență energetică la nivel național.

ANRE dezvoltă sistemul de reglementări pentru a răspunde atât exigențelor impuse de liberalizarea piețelor de energie, realizarea pieței interne, cât și cerințelor privind asigurarea unui cadru de reglementare predictibil și a unui climat investițional stabil, pentru asigurarea continuității în aprovizionarea cu energie, în condiții de siguranță și la prețuri accesibile.

În programele de reglementări pe care le întocmește anual, ANRE își stabilește obiectivele pentru anul respectiv, acestea sunt supuse consultării publice, apoi dezbătute în cadrul ședințelor Consiliului consultativ și ulterior, discutate și aprobate de membrii Comitetului de reglementare. Odată aprobate, programele de reglementări sunt monitorizate periodic, astfel încât implementarea obiectivelor stabilite să fie respectată și, dacă este cazul, actualizată.

În vederea asigurării unui mediu concurențial și predictibil pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor Uniunii Europene capabil să satisfacă cererea consumatorilor, ANRE a elaborat și emis în anul 2017 cca. 706 de ordine, decizii și avize în conformitate cu obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană în domeniu. Totodată, Autoritatea va continua să pună accent pe emiterea unor reglementări orientate în permanență către consumator și să monitorizeze respectarea standardelor de performanță, precum și îmbunătățirea comunicării cu actorii din piață.

Pentru anul 2018, obiectivele ANRE rămân cele legate de permanenta actualizare și completare a legislației secundare existente în vederea asigurării dezvoltării sectorului energetic în condiții de concurență, transparență și tratament nediscriminatoriu.

Reglementările emise de ANRE vor continua să se concentreze pe aspecte legate de creșterea eficienței piețelor de energie și integrarea acestora în piața europeană, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene, dezvoltarea platformelor de tranzacționare, aplicarea prevederilor regulamentelor europene privind integritatea și transparența piețelor, asigurarea integrării surselor de energie regenerabile într-un mod sigur și fiabil, încurajarea investițiilor și nu în ultimul rând informarea și protecția consumatorilor.

Piața de energie electrică

În anul 2017 a continuat procesul de îmbunătățire și completare a cadrului de reglementare aplicabil pe piața angro de energie electrică, în acord cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și cu obiectivele ANRE prevăzute în Legea nr. 160/2012, de a contribui la promovarea unei piețe interne europene de energie electrică și la dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale, precum și în scopul alinierii la prevederile *Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*.

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică

Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe anul 2017 au fost stabilite la sfârșitul anului 2016, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/20.11.2013, cu modificările și completările ulterioare.

La stabilirea prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2017 s-a luat în considerare profitul la nivelul de 2,5048% din costurile totale (fixe și variabile) considerate justificate pentru anul 2017, în cazul societății Hidroelectrica SA și 3,1152% în cazul societății Nuclearelectrica SA, diferența față de valoarea maximală prevăzută de reglementare (4% din costuri) nefiind acordată pentru a se compensa

valoarea ramașă de recuperat din diferența aferentă procentului de 0,5% cu care a fost redus impozitul pe construcții în anul 2015.

Tarife reglementate pentru clienții casnici

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

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2017, conform Deciziilor președintelui ANRE nr. 1959 și 1960 din 14.12.2016;
- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al activității de furnizare de 4,7 lei/client/lună (stabilit la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- d) tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețea, determinat global ca medie ponderată cu cantitățile stabilite a fi livrate pe contracte reglementate de către producătorii de energie electrică Nuclearelectrica SA și Hidroelectrica SA, a tarifului de introducere în rețea din zona Dobrogea, aplicat societății Nuclearelectrica SA și a tarifului mediu de introducere în rețea aplicat societății Hidroelectrica SA (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27/22.06.2016);
- e) valorile tarifului de distribuție publicate în documentul de discuție postat pe site-ul ANRE în data de 28.11.2016;
- f) un cost mediu unitar de 0,01 lei/MWh pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform datelor transmise de FUI, corelat cu valorile realizate în anul 2016;
- g) tariful pentru serviciul de sistem și tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru extragerea de energie electrică din rețea (TL), aprobate prin Ordinul ANRE nr. 27/2016;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate necesar în anul 2017, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 6,47 % a tarifelor reglementate aplicate în anul 2017 față de cele aplicate în anul 2016, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176/2015.

Calcululele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2017, pentru semestrul II 2017, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2017 au fost următoarele:

- a) cantitățile din contractele reglementate ale FUI pe perioada iulie – decembrie 2017 (stabilite în decembrie 2016);
- b) prețul mediu de achiziție a energiei electrice redus față de prețul mediu de achiziție utilizat la stabilirea, la sfârșitul anului 2016, a tarifelor reglementate pentru anul 2017, ca urmare a reducerii prețului mediu aprobat SN Nuclearelectrica SA;
- c) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- d) costul unitar al serviciului de furnizare de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- e) tariful pentru serviciul de sistem, tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și componenta de extragere a energiei electrice din rețea (TL), conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE în data de 8.06.2017;
- f) valorile tarifului de distribuție aprobate prin ordin al președintelui ANRE;
- g) un cost mediu unitar pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform estimărilor FUI;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

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

Tarife CPC

Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2017 au fost parcurse ultimele două etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI fiind în cazul clienților non-casnici de 100 % și în cazul clienților casnici de 80% pentru perioada 01.01.2017 - 30.06.2017, respectiv 90% pentru perioada 01.07.2017 - 31.12.2017.

Achiziția energiei electrice furnizate la tarife CPC s-a făcut prin intermediul Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU), până la data de 9.08.2017, data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 75/2017, după această dată achiziția energiei electrice realizându-se atât din PCSU (pentru minim 50% din necesar), cât și din celelalte piețe la termen administrate de OPCOM.

Evoluția cadrului de reglementare

Ordinul ANRE nr. 12 din 24.02.2017 pentru aprobarea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă și pentru modificarea unor reglementari din sectorul energiei electrice.

Astfel, raportat la Regulamentul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2015, noul Regulament asigură:

- corelarea și aplicabilitatea prevederilor Regulamentului de furnizare a energiei electrice aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare, ale Contractului-cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice încheiat între operatorul de distribuție și furnizor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 90/2015 precum și ale Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA și beneficiar, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 89/2013;
 - stabilirea condițiilor, termenelor și etapelor de parcurs în situațiile în care:
 - o un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de a avea încheiate contracte de rețea pentru clienții din portofoliul său, ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
 - o un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor aferente clienților din portofoliul său;
 - corelarea condițiilor și termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între furnizorul de ultimă instanță și clienții finali preluați, respectiv între clienții finali aflați în situația de a fi preluați sau care au fost preluați de FUI și un alt furnizor concurențial pentru care aceștia au optat.
- Principalele elemente ale noului Regulament se referă la:
- modificarea etapelor de preluare în cazul expirării/retragerii/suspendării licenței de furnizare a furnizorului actual (furnizorului concurențial cu care

clientul final a încheiat contractul de furnizare) în sensul reducerii timpilor necesari preluării clienților finali de către FUI;

- stabilirea modului în care are loc preluarea de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul încetării contractului de rețea încheiat de către furnizorul concurențial cu operatorul de rețea (atât în cazul contractului de distribuție încheiat cu OD cât și în cazul contractului de transport încheiat cu OTS), ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
- stabilirea modului de preluare de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul în care furnizorul concurențial nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor;
- stabilirea modului de trecere a clienților finali de la furnizorul actual la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data transmiterii de către operatorul de distribuție, către clienții finali ai furnizorului actual, a notificării privind denunțarea unilaterală a contractului de distribuție și data încetării contractului de distribuție prevăzută în notificare;
- modificarea termenelor în cazul trecerii clienților finali de la FUI la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data încetării contractului de distribuție, prevăzută în notificarea transmisă de operatorul de distribuție și data limită până la care clientul final preluat trebuie să încheie contractul de furnizare cu FUI;
- modificarea termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între clientul final preluat și FUI.
- completarea cazurilor în care nu se aplică prevederile Regulamentului, și anume:
 - o cazul clienților finali racordați la rețeaua electrică a unui OD, altul decât OD concesionar, care se află într-o situație în care nu poate încheia contract de distribuție cu FUI;
 - o cazul clienților finali din portofoliul FUI care notifică schimbarea furnizorului, dar aceasta nu se finalizează din motive independente de voința respectivilor clienți; în acest caz se propune menținerea contractelor în vigoare la data notificării, având în vedere faptul că notificările transmise de clienți conform modelului cuprins în Anexa la *Procedura privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către clientul final*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.105/2014, se referă la încetarea contractului de furnizare a energiei electrice încheiat cu vechiul furnizor „în vederea schimbării furnizorului de energie electrică”, ceea ce înseamnă că nefinalizarea procesului de schimbare a

furnizorului conduce, implicit, la anularea notificării de încetare a contractului de furnizare încheiat cu vechiul furnizor.

Prețurile reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

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.

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

Conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 461/2016, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a fost stabilit după cum urmează:

lei/MWh

	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației
01.07.2015	60,00
01.07.2016	60,00

Totodată, la data de 11 octombrie 2016, a fost aprobată Ordonanța de Urgență nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012. Astfel, în conformitate cu prevederile art. 181 alin. (5) din Legea nr. 123/2012, **prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă** pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației **se stabilește prin hotărâre a Guvernului**, la propunerea ministerului de resort, **până la data de 31 martie 2017.**

Monitorizarea nivelului de siguranță în funcționare a rețelelor electrice

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

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

recuperează prin tarif, ci se suportă din profit și astfel, operatorii sunt stimulați să le evite prin încadrarea în nivelul de performanță impus.

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.

Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede obligația operatorului de transport și de sistem, a distribuitorilor de gaze naturale, a operatorilor de înmagazinare, precum și a operatorilor terminalelor de gaze naturale lichefiate (GNL) de a elabora și transmite ANRE planurile de investiții prin care dezvoltă sistemul de transport, distribuție și înmagazinare, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului.

Conform metodologiilor de stabilire a tarifelor în domeniul gazelor naturale, costurile aferente activităților reglementate, inclusiv cele de capital se recuperează prin tarifele reglementate, numai în măsura în care acestea au fost efectuate într-o manieră prudentă, respectiv se demonstrează că sunt necesare, oportune, eficiente și reflectă condițiile de preț ale pieței.

Programul de investiții pentru anul 2018, a fost elaborat având în vedere obligațiile operatorului de transport și de sistem, prevăzute la art. 125 și 130 ale Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Valoarea estimată a investițiilor programate a fi realizate în anul 2018 este de 687 milioane lei, în creștere cu 36 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 505 milioane lei. Din această valoare, 617 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările de modernizare și dezvoltare ale SNT, în creștere cu 155 milioane lei.

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 de operatorul sistemului de înmagazinare S.N.G.N. Romgaz S.A., variază între 65 și 261 milioane lei/an.

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 de operatorul sistemului de înmagazinare S.C. Depomureș S.A., variază între 21 și 96 milioane lei/an, aceste sume urmând a fi alocate pentru construcții, echipamente tehnologice, echipamente de măsurare, autovehicule de teren și alte 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, operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale (OSD) au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea totală estimată pentru perioada 2018 - 2022, conform planurilor de investiții transmise de OSD, este de cca. 343 milioane lei anual.

Din analiza acestor planuri, în anul 2018 este prevăzut a fi realizate conducte noi de distribuție a gazelor naturale, precum și a fi înlocuite conducte și racorduri, atât din oțel cât și din polietilenă, în lungime totală reprezentând 2,3% din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2017. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2017.

Cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid au programat pentru anul 2018 investiții în valoare totală de 160 milioane lei, respectiv de 124,4 milioane lei, reprezentând aproximativ 47 %, respectiv 44 % din valoarea totală programată pentru anul 2018 de către toți cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție.

Pentru cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL, care operau la 31.12.2017 circa 83% din lungimea sistemelor de distribuție la nivel național, procentul conductelor noi de distribuție a gazelor naturale prevăzute în planul de investiții pentru anul 2018, reprezintă doar 0,15% din lungimea totală a conductelor de distribuție operate de aceștia.



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

Cabinet Președinte

R 14/2018

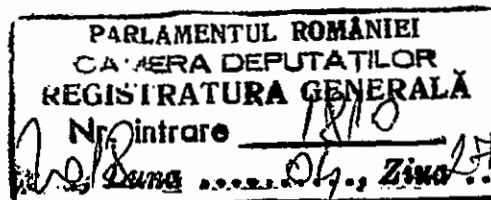
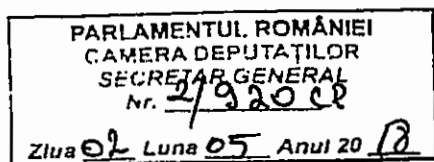


Parlamentul României

Camera Deputaților

Domnului Nicolae-Liviu DRAGNEA

Președintele Camerei Deputaților,



Stimate domnule Președinte al Camerei Deputaților,

Vă transmit Raportul anual privind activitatea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei pentru anul 2017, realizat în conformitate cu cerințele de raportare prevăzute la art. 1, alin. (4), din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

Vă asigur, domnule Președinte, de întreaga mea considerație,

Președinte

Dumitru Chiriță





AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



RAPORT ANUAL

privind activitatea
Autorității Naționale de Reglementare
în Domeniul Energiei
2017



CUPRINS

I. INTRODUCERE.....	4
II. SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE	5
II.1 Piața de energie electrică - evoluție, prețuri.....	5
II.1.1 Piața angro de energie electrică	5
II.1.2 Piața cu amănuntul de energie electrică	15
II.1.3 Piața de energie electrică – prețuri.....	18
II.1.4 Structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România și valorile emisiilor poluante aferente acesteia, în anul 2016.....	35
II.1.5 Aplicația pentru compararea ofertelor de furnizare a energiei electrice	37
II.1.6 Soluționare dispute pe piața angro și cu amănuntul.....	37
II.1.7 Propuneri de îmbunătățire a legislației primare	38
II.2 Monitorizare piață energie electrică, REMIT	39
II.3 Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție	87
II.3.1 Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție.....	87
II.3.2 Realizarea programelor de investiții în rețelele electrice.....	116
II.3.3 Evoluția tarifelor de rețea.....	136
II.3.4 Sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice.....	161
II.4. Reglementari tehnice, licențe, autorizații.....	166
II.4.1. Reglementări tehnice	166
II.4.2 Licențe și autorizații.....	182
II.4.3 Separarea activităților	193
III. SECTORUL GAZELOR NATURALE	194
III.1 Piața de gaze naturale - evoluție, prețuri.....	194
III.1.1 Reglementări elaborate pe parcursul anului 2017: ordine, decizii, avize, proiecte	194
III.1.2 Piața reglementată de gaze naturale – prețuri	202
III.1.3 Analiza nivelului de calitate a activității de furnizare a gazelor naturale.....	209
III.1.4 Aplicația pentru compararea ofertelor-tip de furnizare a gazelor naturale.....	211
III.1.5 Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și a disputelor.....	212
III.1.6 Propuneri de îmbunătățire a legislației primare.....	212
III.2 Monitorizare piață gaze naturale, REMIT	214
III.3 Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție.....	230
III.3.1 Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție.....	230
III.3.2 Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale	247
III.3.3 Evoluția tarifelor de rețea	261
III.4. Reglementări tehnice, licențe, autorizații	294
III.4.1 Reglementări tehnice	294
III.4.2 Licențe, autorizații.....	298
IV. DEPARTAMENTUL EFICIENȚĂ ENERGETICĂ	310
IV.1 Eficiență energetică	310

IV.1.1 Autorizare, atestare.....	314
IV.1.2 Monitorizarea marilor consumatori finali de energie și a programelor de eficiență energetică	340
IV.1.3 Sărăcia energetică la nivel național și european.....	363
IV.1.4 Proiecte comune europene.....	367
IV.2 Surse regenerabile de energie și cogenerare de înaltă eficiență	386
IV.2.1 Producerea energiei electrice din surse regenerabile.....	386
IV.2.2 Promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficiență.....	407
IV.3 Energie termică.....	421
IV.4 Concluzii și propuneri de îmbunătățire a legislației primare.....	424
V. ACTIVITATEA DE CONTROL ȘI DE SOLUȚIONARE A PLÂNGERILOR.....	426
V.1 Activitatea de soluționare a plângerilor adresate de părți interesate.....	426
V.2 Activitatea de control.....	430
VI. ASPECTE JURIDICE PRIVIND ACTUL DE REGLEMENTARE.....	434
VII. COMUNICARE ȘI RELAȚIA CU PARLAMENTUL.....	436
VIII. COOPERARE INTERNAȚIONALĂ	438
IX. MANAGEMENTUL ADMINISTRATIV AL ANRE.....	443
IX.1 Activitatea de audit public intern desfășurată la nivelul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei în anul 2017.....	443
IX.2 Achiziții publice	446
IX.3 Formare profesională.....	446
IX.4 Analiza bilanțului contabil	448
ANEXE.....	459

I. INTRODUCERE

Raportul anual de activitate pentru anul 2017 este realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 1, alin. (4) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE.

ANRE are ca obiect de activitate elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor, precum și de a implementa și monitoriza măsurile de eficiență energetică la nivel național.

ANRE dezvoltă sistemul de reglementări pentru a răspunde atât exigențelor impuse de liberalizarea piețelor de energie, realizarea pieței interne, cât și cerințelor privind asigurarea unui cadru de reglementare predictibil și a unui climat investițional stabil, pentru asigurarea continuității în aprovizionarea cu energie, în condiții de siguranță și la prețuri accesibile.

În programele de reglementări pe care le întocmește anual, ANRE își stabilește obiectivele pentru anul respectiv, acestea sunt supuse consultării publice, apoi dezbătute în cadrul ședințelor Consiliului consultativ și ulterior, discutate și aprobate de membrii Comitetului de reglementare. Odată aprobate, programele de reglementări sunt monitorizate periodic, astfel încât implementarea obiectivelor stabilite să fie respectată și, dacă este cazul, actualizată.

În vederea asigurării unui mediu concurențial și predictibil pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor Uniunii Europene capabil să satisfacă cererea consumatorilor, ANRE a elaborat și emis în anul 2017 cca. 706 de ordine, decizii și avize în conformitate cu obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană în domeniu. Totodată, Autoritatea va continua să pună accent pe emiterea unor reglementări orientate în permanență către consumator și să monitorizeze respectarea standardelor de performanță, precum și îmbunătățirea comunicării cu actorii din piață.

Pentru anul 2018, obiectivele ANRE rămân cele legate de permanenta actualizare și completare a legislației secundare existente în vederea asigurării dezvoltării sectorului energetic în condiții de concurență, transparență și tratament nediscriminatoriu. Reglementările emise de ANRE vor continua să se concentreze pe aspecte legate de creșterea eficienței piețelor de energie și integrarea acestora în piața europeană, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene, dezvoltarea platformelor de tranzacționare, aplicarea prevederilor regulamentelor europene privind integritatea și transparența piețelor, asigurarea integrării surselor de energie regenerabile într-un mod sigur și fiabil, încurajarea investițiilor și nu în ultimul rând informarea și protecția consumatorilor.

II. SECTORUL ENERGIEI ELECTRICE

II.1 Piața de energie electrică - evoluție, prețuri

II.1.1 Piața angro de energie electrică

În anul 2017 a continuat procesul de îmbunătățire și completare a cadrului de reglementare aplicabil pe piața angro de energie electrică, în acord cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și cu obiectivele ANRE prevăzute în Legea nr. 160/2012, de a contribui la promovarea unei piețe interne europene de energie electrică și la dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale, precum și în scopul alinierii la prevederile *Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*.

În acest sens, au fost aprobate de ANRE în anul 2017 următoarele reglementări:

1. Reguli privind publicarea informațiilor aferente tranzacțiilor încheiate pe piața de energie electrică - *Ordinul nr. 7/2017 pentru aprobarea Regulilor privind publicarea informațiilor aferente tranzacțiilor încheiate pe piața de energie electrică*

Având în vedere intrarea în vigoare a Legii nr. 203/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, în speță modificarea articolului 43 (3) care prevede că "*Prețurile și cantitățile stabilite în urma tranzacțiilor efectuate pe toate piețele centralizate de energie electrică, inclusiv contractele de pe piața reglementată sau de export, se fac publice conform reglementărilor ANRE*", s-a considerat necesară elaborarea unor reguli pentru punerea în aplicare a prevederilor legale în vigoare.

A fost astfel aprobat *Ordinul nr. 7/2017 pentru aprobarea Regulilor privind publicarea informațiilor aferente tranzacțiilor încheiate pe piața de energie electrică*, care instituie ca obligație pentru părțile implicate în contractele încheiate pe piața reglementată sau de export să transmită operatorului pieței de energie electrică o copie a acestor contracte, în termen de maxim 7 zile de la data încheierii lor. Aceste contracte, împreună cu celelalte informații precizate la art. 43 (3) din Lege sunt utilizate de operatorul pieței de energie electrică în scopul asigurării transparenței solicitate, prin publicarea lor pe pagina proprie de web.

2. Reguli aplicabile Părților Responsabile cu Echilibrarea - *Ordinul nr. 76/2017 pentru aprobarea Regulilor de transparentizare a decontării în cadrul Părților Responsabile cu Echilibrarea și modificarea art. 32 din Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2013*

Necesitatea elaborării unei reglementări în care să se stabilească regulile de decontare între membrii unei PRE a apărut în primul rând ca urmare a admiterii posibilității ca un operator de rețea să-și transfere responsabilitatea echilibrării către orice altă PRE, acordată în scopul diminuării costurilor operatorilor de rețea, prin Ordinul ANRE nr. 97/2013, în care era inclusă condiția ca ANRE să avizeze procedura transmisă de către PRE-ul respectiv privind modul de alocare internă a dezechilibrelor către membrii săi. Întrucât nici în legislația primară, nici în cea secundară nu erau stabilite criterii pentru avizarea acestor proceduri și constatându-se că PRE-urile utilizează aproape în unanimitate aceeași metodă de alocare a costurilor cu dezechilibrele, a fost inițiată această reglementare, care avea și scopul de a face transparente procedurile de

decontare și rezultatele lor cel puțin pentru membrii respectivei PRE și de a descuraja dezechilibrele la nivelul fiecărui participant, nu doar la nivel de PRE.

Astfel, reglementarea stabilește:

- reguli aplicabile tuturor PRE, în vederea asigurării unui caracter echitabil pentru toți titularii de licență, prin utilizarea unei metode unice de decontare internă a dezechilibrelor;
- asigurarea accesului necondiționat, pentru fiecare titular de licență membru al PRE, la volumul și valoarea dezechilibrelor rezultate în urma alocării interne a costurilor/veniturilor cu dezechilibre înregistrate la nivel orar, corespunzătoare oricărui titular de licență membru al PRE, precum și la valoarea costului/venitului suplimentar, atribuită în urma alocării interne a dezechilibrelor, corespunzătoare oricărui titular de licență membru al PRE respective;
- eliminarea obligației PRE-OR de a publica pe site-ul propriu rezultatele aferente redistribuirii interne a PRE-OR la nivel orar, precum și a notificărilor dezechilibrate transmise de titularii de licență;
- precizarea explicită a modului de redistribuire a costurilor/veniturilor suplimentare în interiorul PRE;
- întocmirea de PRE care își asumă responsabilitatea echilibrării pentru alți titulari de licență a unor proceduri proprii publice privind derularea activităților, inclusiv cu menționarea costurilor aferente activității de preluare a responsabilității echilibrării unui TL de către PRE.

Se apreciază că în condițiile existenței obligației legale pentru orice participant la piață și în mod special pentru operatorii de rețea, de a contracta energia în mod transparent și nediscriminatoriu, reglementarea poate conduce la creșterea transparenței modului de asigurare a CPT, la creșterea eficienței prognozei CPT și a eficienței achiziției CPT, la descurajarea transferurilor de energie dintre operatorii de rețea și alți participanți prin intermediul PRE; reglementarea poate contribui și la protejarea tuturor participanților prin cunoașterea completă a regulilor care li se aplică în decontarea intra PRE și prin accesul la rezultatele complete ale acestora și astfel, la distribuirea echitabilă a costurilor/veniturilor în cadrul PRE. Se preconizează de asemenea că, prin transparentizarea activităților desfășurate în cadrul PRE-OR și în urma aplicării unei reguli unitare de alocare a dezechilibrelor în cadrul unei PRE, se va influența pozitiv mediul concurențial prin asigurarea unui tratament echidistant pentru toți TL dintr-o PRE.

Reguli de alocare coordonată a capacităților de transport transfrontaliere, elaborate de operatorii de transport și de sistem și aprobate prin decizie ANRE:

Regulile de alocare coordonată a capacităților de transport transfrontaliere au fost elaborate în vederea respectării prevederilor 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 (Regulament), iar aprobarea lor de către ANRE s-a făcut în baza art. 5 alin. (1) lit. f), respectiv art. 9 alin. (1) lit. i) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012.

În anul 2017 au fost aprobate de ANRE următoarele reguli de alocare coordonată a capacităților transfrontaliere:

1. "Reguli de Alocare Anuală și Lunară pentru Alocarea Coordonată a Capacităților la Frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și EMS AD Beograd", "Reguli pentru licitația zilnică pentru alocarea capacităților trans-zonale la granița dintre Zonele de Ofertare ale EMS AD

Belgrad („EMS“) și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. („Transelectrica“), „Reguli de Alocare Intrazilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacității Interzonale la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și EMS AD Beograd” - Decizia nr. 1612/2017.

Începând cu anul 2011, Transelectrica și JP Elektromreža Srbije-EMS (operatorul de transport și de sistem din Serbia) au depus eforturi în vederea elaborării și aplicării în comun a unor Reguli de alocare a capacităților de interconexiune, în vederea îndeplinirii obligației privind alocarea bilaterală coordonată prevăzută în Regulament. Aceste Reguli au fost aplicate pe toate orizonturile de timp (anual, lunar, zilnic și intrazilnic), în baza unor Acorduri bilaterale încheiate anual.

Regulile de alocare pe granița România-Serbia au fost analizate de ANRE, fiind înaintate o serie de recomandări/observații către Transelectrica, în vederea agreării cu operatorul de transport și de sistem din Serbia și a implementării acestora.

Față de Regulile de alocare aplicabile în anul 2016, pentru 2017 a fost introdus principiul UIOSI (Folosește sau vinde) în cadrul Regulilor de alocare pe termen lung. Conform acestuia, toate drepturile pe termen lung deținute și nenotificate, dacă au fost achitate, sunt luate în considerare automat în calculul ATC pentru licitația zilnică, iar deținătorilor acestor drepturi le sunt returnate sumele de bani aferente. De asemenea, tot pentru anul 2017 a fost introdusă ca o condiție suplimentară pentru participarea la licitațiile pe termen lung furnizarea de garanții bancare.

Au fost, de asemenea reformulate, pentru mai multă claritate, prevederile privind reducerea capacităților deținute/graficelor notificate astfel încât aceasta să se realizeze nediscriminatoriu pentru fiecare participant. Au fost preluate și recomandările ANRE privind eliminarea priorității în situația unei reduceri, precum și aplicarea aceleiași proporții tuturor drepturilor deținute/graficelor notificate la momentul apariției reducerii.

2. „Regulile de Alocare Zilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacităților la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale ELEKTROENERGIEN SISTEMEN OPERATOR EAD și C.N.T.E.E. Transelectrica SA” – Decizia nr. 1613/2017

și

3. „Regulile de Alocare Anuală și Lunară Pentru Alocarea Coordonată a Capacităților la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și ELEKTROENERGIEN SISTEMEN OPERATOR EAD” – Decizia nr. 1813/2017:

Începând cu anul 2011, Transelectrica și Elektroenergien Systemen Operator (ESO) EAD (operatorul de transport și de sistem din Bulgaria) au depus eforturi în vederea elaborării și aplicării în comun a unor Reguli de alocare a capacităților de interconexiune, în vederea îndeplinirii obligației privind alocarea bilaterală coordonată prevăzută în Regulament. Aceste Reguli au fost aplicate pe toate orizonturile de timp (anual, lunar, zilnic și intrazilnic), în baza unor Acorduri bilaterale încheiate anual.

Regulile de alocare pe granița România – Bulgaria au fost analizate de ANRE, în urma analizei fiind înaintate o serie de observații către Transelectrica, în vederea agreării cu operatorul de transport și de sistem din Bulgaria și a implementării acestora.

Față de anul 2016, în anul 2017 modificările relevante ale Regulilor de alocare au constatat în:

- precizarea în cadrul Regulilor a unui algoritm de restricționare a drepturilor/graficelor de schimb în fiecare dintre situații și pentru fiecare interval de timp relevant; în această privință, s-a considerat că trebuie respectat principiul nediscriminării stipulat la art. 16 al Regulamentului (CE) nr. 714/2009. Ca urmare opinia ANRE a fost aceea că ordinea de prioritate prevăzută în

regulile de alocare ar trebui eliminată, menținându-se doar principiul reducerii proporționale, indiferent de licitația la care au fost obținute drepturile respective.

- clarificarea modalității de compensare în cazul restricționării drepturilor atribuite, pentru fiecare tip de situație de restricționare, în fiecare interval de timp relevant, corelat cu algoritmul de restricționare adoptat și cu aplicarea principiului UIOSI/UIOLI. În acest sens, principiul returnării prețului licitației în caz de restricționare a rămas neschimbat, dar au fost clarificate/detaliate prevederile referitoare la restricționarea drepturilor.
- necesitatea definirii momentelor de timp care departajează modalitățile în care se realizează restricționarea: înainte de Cut Off Time (COT) pe termen lung (termenul de corecție a graficelor de schimb pentru capacitatea câștigată), între COT pe termen lung și COT pe termen scurt, după COT pe termen scurt etc.
- revederea prevederilor privind înregistrarea în scopul participării la licitații, acestea impunând deținerea unei licențe, suplimentar codului EIC solicitat de operatorii de transport parteneri. Potrivit reglementărilor actuale, înscrierea unui participant la licitațiile pentru alocarea capacității de interconexiune nu trebuie să fie condiționată de deținerea unei licențe, atât timp cât efectuarea unui tranzit din/spre alte țări nu implică deținerea unei licențe.

4. "Reguli de Alocare Intrazilnică pentru Alocarea Coordonată a Capacității Interzonale la frontiera dintre Zonele de Ofertare ale C.N.T.E.E. Transelectrica SA și MAVIR ZRL" – Decizia 1672/2017.

Începând cu anul 2011, Transelectrica și MAVIR (operatorul de transport și de sistem din Ungaria) au depus eforturi în vederea elaborării și aplicării în comun a unor Reguli de alocare a capacităților de interconexiune, în vederea îndeplinirii obligației privind alocarea bilaterală coordonată prevăzută în Regulament. Aceste Reguli au fost aplicate pe toate orizonturile de timp (anual, lunar, zilnic și intrazilnic), în baza unor Acorduri bilaterale încheiate anual.

Regulile de alocare pe granița România – Ungaria au fost analizate în ANRE, fiind înaintate o serie de observații către Transelectrica, în vederea agreării cu operatorul de transport și de sistem din Ungaria și a implementării acestora.

Regulile de alocare prevăd următoarele:

- cerințe de îndeplinit de către participanți pentru participarea la alocarea capacității intrazilnice, condițiile de suspendare/retragere a participării;
- precizarea modului în care se desfășoară licitația, respectiv publicarea capacității intrazilnice, depunerea ofertelor, aferente fiecărei sesiuni de licitație desfășurată (în număr de șase), publicarea și notificarea rezultatelor licitației, utilizarea drepturilor de transport alocate;
- informații privind plata drepturilor de transport câștigate de participanți;
- precizarea modului de reducere a drepturilor de transport pe termen lung/graficelor de schimb în fiecare dintre situații și pentru fiecare interval de timp relevant, cu respectarea principiului nediscriminării stipulat la art. 16 al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, care precizează la alin. (2): *Procedurile de restricționare a tranzacțiilor se folosesc numai în situații de urgență în care operatorul de transport și de sistem trebuie să acționeze rapid și în care nu este posibilă livrarea din altă sursă sau schimburile în contrapartidă;*
- precizarea modalității de compensare în cazul restricționării drepturilor atribuite, pentru fiecare tip de situație de restricționare.

Propuneri de termeni, condiții sau metodologii elaborate de operatorii de transport și de sistem și/sau de operatorii de piață în baza Regulamentelor UE și aprobate prin ordin/decizie ANRE

Activitatea de reglementare desfășurată de ANRE pentru piața angro de energie electrică își mută treptat centrul de greutate către aprobarea de reglementări comune la nivel european/regional, împreună cu toți ceilalți reglementatori din UE, ca urmare a obligațiilor ce rezultă din Regulamentele UE, direct aplicabile, emise în baza prevederilor *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*, având drept scop crearea pieței interne unice europene de energie. Dintre acestea, trei Regulamente UE sunt considerate în principal de piață și anume:

1. Regulamentul Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor (Regulamentul CACM);
2. Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (Regulamentul FCA);
3. Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică (Regulamentul GLEB).

Conform obligațiilor care rezultă din aceste Regulamente UE, toți OTS și/sau toți OPEED din statele membre UE (la nivel european/regional) elaborează în comun o serie de propuneri de termeni, condiții sau metodologii, care după ce parcurg procesul de consultare publică, de analiză în comun de către toate autoritățile de reglementare relevante și, dacă este cazul, de amendare, sunt transmise pentru aprobare în comun de către toate autoritățile de reglementare relevante.

În anul 2017 au fost aprobate de ANRE următoarele propuneri de termeni, condiții sau metodologii subsecvente celor trei Regulamente UE sus menționate:

1. "Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem (OTS) referitoare la Termenul pentru fermitatea din ziua următoare (TFZU) conform Articolului 69 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei, din 24 iulie 2015, care stabilește liniile directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor" – Ordinul nr. 47/2017;

TFZU reprezintă termenul după care drepturile de utilizare a capacităților de interconexiune interzonale dobândite de către participanți la licitațiile pe termen lung devin ferme, ceea ce înseamnă că dacă sunt totuși reduse de către OTS în situații de urgență, au un regim mai sever de compensare financiară a participanților decât reducerile efectuate înaintea acestui termen.

Elementele principale ale propunerii TFZU sunt următoarele:

- TFZU este stabilit ca fiind la șaizeci (60) minute înainte de ora de închidere a porții pentru piața pentru ziua următoare (DAMGCT), fără a aduce atingere aplicării articolului 70 alineatul (2) din Regulamentul CACM, care prevede că după acest termen, în general, capacitatea interzonală și restricțiile de alocare devin ferme pentru alocarea pe termen scurt, pentru ziua următoare.
- OTS implementează TFZU pe o frontieră a zonei de licitație imediat după ce atât metodologia de calcul al capacității, dezvoltată în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul CACM, cât și funcția operatorului de cuplare a pieței pentru ziua următoare, elaborată în conformitate cu articolul 7 alineatul 3 din Regulamentul CACM, se aplică pe această graniță a zonei de licitație.

2. "Propunerea tuturor OPEED pentru Planul OCP" – Decizia nr. 908/2017;

"Propunerea tuturor OPEED pentru Planul OCP" (Propunerea tuturor operatorilor de pe piața de energie electrică desemnați referitoare la Planul care stabilește modul în care operatorii de pe piața de energie electrică desemnați vor stabili și executa, împreună, funcțiile de operator pentru cuplarea piețelor) a fost elaborată în conformitate cu prevederile articolului 7 (3) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (Regulament CACM).

Propunerea tuturor OPEED pentru Planul OCP are în vedere îndeplinirea obiectivelor cooperării în domeniul alocării capacităților și al gestionării congestiilor, prevăzute la art. 3 din Regulament, în speță cele privind:

- asigurarea unui tratament echitabil și nediscriminatoriu pentru OTS-uri, OPEED-uri, agenție, autoritățile de reglementare și participanții la piață;
- optimizarea calculului și alocării capacităților interzonale;
- asigurarea și îmbunătățirea transparenței și fiabilității informațiilor;
- respectarea necesității unei piețe echitabile și ordonate și a unei formări a prețurilor echitabile și ordonate;
- crearea unor condiții de concurență echitabile pentru OPEED-uri.

Propunerea tuturor OPEED pentru Planul OCP introduce principiile generale care stau la baza cooperării între OPEED-uri, pentru punerea în aplicare și livrarea funcțiilor OCP, în conformitate cu prevederile art. 7(2) și 7 (3) din Regulament, precum și definirea termenilor și metodologiilor relevante, în conformitate cu prevederile art. 9 (6) din același Regulament.

Cooperarea între OPEED-uri trebuie să asigure faptul că funcționarea în comun a funcțiilor OCP se bazează pe principiul nediscriminării și niciun OPEED nu beneficiază de avantaje economice care decurg din rolul pe care îl deține în funcțiile OCP. De altfel, cooperarea se limitează doar la ce este necesar pentru livrarea în comun a funcției OCP pentru PZU și a funcției OCP pentru PI, astfel încât să permită proiectarea, implementarea și operarea cuplării unice a PZU și a PI. În acest fel, fiecare parte implicată își păstrează independența, cu excepția dispozițiilor necesare corelării lor în mecanismul de cuplare a prețurilor. Planul OCP propune și structura de guvernare pentru OPEED-uri, în vederea stabilirii și derulării în comun a funcției OCP pentru PZU și a funcției OCP pentru PI, pe baza contractelor precizate anterior.

De asemenea, Planul OCP mai prevede secțiunile privind cooperarea pentru PZU și pentru PI. În cadrul acestora sunt detaliate modul de implementare a funcțiilor referite, rolurile pe care le îndeplinesc OPEED-urile, precum și responsabilitățile principale. În ceea ce privește implementarea funcțiilor, atât pentru ziua următoare, cât și pentru intrazilnică se propune adoptarea unor soluții existente și utilizate deja la nivel regional, respectiv cuplarea prin preț a regiunilor (PZU) și soluția transfrontalieră intrazilnică (PI). S-a considerat că planul de a construi pe soluțiile deja existente va reduce timpul necesar livrării funcțiilor OCP. Mai mult, OPEED-urile consideră că aceste soluții susțin un tratament echitabil și nediscriminatoriu pentru toate părțile implicate și au fost și aprobate în mai multe proiecte regionale de cuplare de către autoritățile de reglementare respective.

3. "Anexa specifică regiunilor pentru regiunea de calcul al capacității CORE la Normele de alocare armonizate a drepturilor de transport pe termen lung în conformitate cu art. 52 din Regulamentul (UE) 2016/1719 din 26 septembrie 2016 de stabilire a unor orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung" – Decizia nr. 1505/2017

Documentul a fost elaborat de către organizația europeană a operatorilor de transport și sistem, ENTSO-E, în colaborare cu părțile interesate, în conformitate cu prevederile articolul 51 din Regulamentul (UE) 2016/1719 din 26 septembrie 2016 de stabilire a unor orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (Regulament FCA).

Având în vedere faptul că Normele de alocare armonizate pe termen lung (HAR – Harmonized Allocation Rules), elaborate în baza aceluiași articol din Regulamentul FCA au fost aprobate prin Decizia ACER nr. 3/2017, operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacității CORE au transmis spre aprobarea autorităților de reglementare relevante doar Anexa specifică.

„Anexa specifică regiunii de calcul al capacității CORE” prevede următoarele:

- precizarea granițelor din regiunea de calcul al capacității CORE pentru care se aplică plafoane pentru compensații; acestea se acordă conform prevederilor art. 59 (2) din HAR;
- cerințe specifice regionale pentru regiunea CORE, respectiv restricțiile funcției de optimizare pentru granițele Cehia-Slovacia-Germania/Luxemburg-Polonia, precum și specificitățile aferente graniței România-Ungaria, până în momentul utilizării Platformei unice de alocare.

Specificitățile pe granița România-Ungaria sunt următoarele:

- precizarea faptului că platforma de alocare la granița zonei de ofertare România-Ungaria este MAVIR;
- completarea prevederii privind garanția depusă pentru participarea la licitații;
- introducerea unei prevederi suplimentare la secțiunea Utilizarea și remunerarea drepturilor de transport, care are în vedere consultarea preliminară a autorității de reglementare relevante și ulterior aprobarea de către aceasta a posibilității de rezervare a drepturilor de transport pentru schimb de energie de echilibrare, dacă este cazul;
- transmiterea în original a facturii de către Platforma de alocare, nu doar în copie, așa cum precizează prevederile HAR;
- introducerea unor detalii suplimentare privind modalitatea de facturare pentru compensațiile acordate ca urmare a tăierii drepturilor de transport, în funcție de deținătorul acestor drepturi la momentul producerii evenimentului;
- majorarea termenului pentru decontare a plăților - 7 zile lucrătoare comparativ cu 5 zile lucrătoare (HAR);
- includerea la secțiunea Notificări a confirmării de primire inclusiv pentru facturile transmise în original.

4. „Propunerea tuturor OTS-urilor din regiunea de calcul al capacităților CORE pentru structura regională a drepturilor de transport pe termen lung în conformitate cu articolul 31 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei” – Decizia 1506/2017.

„Propunerea tuturor OTS din regiunea de calcul al capacităților CORE pentru structura regională a drepturilor de transport pe termen lung” (*Propunerea LTTR*) a fost elaborată de către operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacității CORE, în baza prevederilor articolului 31 alin. (3) din Regulamentul FCA.

Structura regională a drepturilor de transport pe termen lung pentru regiunea CORE urmărește respectarea cerințelor minime stipulate la articolul 31 alin. (4) din regulamentul FCA. *Propunerea LTTR* prevede următoarele:

- precizarea tipului drepturilor de transport pe termen lung aplicate fiecărei granițe a zonei de ofertare; potrivit anexei aferente Propunerii LTTR, acestea sunt de tipul drepturi financiare de transport-opțiuni sau drepturi fizice de transport, care respectă principiul „utilizează sau vinde”;
- intervalele de alocare pentru care se emit drepturile de transport pe termen lung, respectiv anual și lunar; OTS-urile din regiunea CORE sunt îndemnate în același timp să evalueze necesitățile pieței, și dacă este oportun, să ofere produse și pentru alte perioade de timp;
- forma produsului – acesta este de tip bandă cu o cantitate fixă de MW pe întreaga perioadă a produsului;
- în ceea ce privește implementarea structurii regionale a drepturilor de transport, pentru granițele unde drepturile de transport pe termen lung existau la momentul intrării în vigoare a Regulamentului FCA, situație în care se află și România cu ambele granițe, aceasta se va realiza nu mai târziu de prima licitație pentru intervalul de timp al anului 2019.

Pe tot parcursul anului 2017 au fost elaborate/analizate în cadrul ANRE următoarele proiecte/propuneri:

1. Proiect de Ordin pentru aprobarea Regulilor comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică.

În anul 2017 a continuat procesul de consultare publică a documentului *Reguli comerciale privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică*.

Regulile privind colectarea, agregarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică, aplicabile în prezent, au fost aprobate în cadrul Anexei la Ordinul ANRE nr. 25/2004 pentru aprobarea Codului comercial al pieței angro de energie electrică.

Având în vedere evoluția pieței de energie electrică, din anul 2004 până în prezent, precum și prevederile legislației europene aplicabile, respectiv ale Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice, prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările ulterioare (Legea) precum și aprobarea *Regulilor privind decontarea lunară a obligațiilor de plată în piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 115/2014 și a *Codului de măsurare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 103/2015, s-a considerat necesară actualizarea regulilor aplicabile în prezent, în vederea stabilirii unui flux de informații între operatori cât mai coerent și totodată, pentru corelarea regulilor cu legislația în vigoare.

2. Proiect de ordin pentru modificarea Ordinului nr. 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică.

Modificarea Ordinului 49/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică se afla în Programul de Reglementări din anul 2017 în vederea schimbării formatului de ore de la EET la CET. În plus față de schimbarea precizată, ANRE a propus și modificarea articolelor care tratează problema confirmărilor unei tranzacții în sensul simplificării acestui proces și, de asemenea, creșterea intervalului de timp la 15 minute, în care poate fi solicitată anularea unei tranzacții, conform celor solicitate de OPCOM SA.

3. Proiect de Ordin 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.

Procesul de aprobare a acestor regulamente, care aveau drept scop unificarea și consolidarea legislației secundare aferente echilibrării sistemului electroenergetic și care la sfârșitul anului 2016 erau gata de aprobare, a fost suspendat ca urmare a situației apărute pe piața de energie electrică în luna ianuarie 2017, care a evidențiat necesitatea reevaluării regulilor de piață, în scopul evidențierii unor îmbunătățiri care să diminueze riscurile constatate în luna ianuarie 2017, și anume:

- dezechilibre negative deosebit de mari, reflectate tehnic în necesitatea ca operatorul de sistem să mobilizeze capacități de rezervă de volume foarte mari, situație aflată la limita funcționării în siguranță a SEN;
- costuri mari aferente decontării dezechilibrelor negative ale PRE, ca urmare atât a cantităților, cât și a prețurilor de deficit de valori ridicate, situație care putea supune Transelectrica SA la riscul de a nu încasa la timp sau deloc contravaloarea dezechilibrelor negative, ceea ce poate conduce la întârzierea sau neplata datoriilor acestora către participanții care au contribuit la echilibrarea SEN (în general, producători) și/sau la dezechilibrarea sa din punct de vedere financiar.

Propuneri de termeni, condiții sau metodologii elaborate de operatorii de transport și de sistem și/sau de operatorii de piață în baza Regulamentelor UE – documente de discuție.

Următoarele documente elaborate în baza celor trei Regulamente UE sus menționate au fost publicate ca documente de discuție pe site-ul ANRE în anul 2017:

1. Propunerea tuturor OTS-urilor referitoare la orele de deschidere și de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale în conformitate cu articolul 59 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
2. Propunerea tuturor OPEED privind algoritmul pentru cuplarea prin preț a piețelor cu o zi înainte și algoritmul de corelare prin tranzacționare continuă pentru piața intrazilnică, inclusiv propunerile OTS-urilor și OPEED-urilor pentru un set comun de cerințe, în conformitate cu art. 37 (5) al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directoare pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor (Propunerea pentru un set comun de cerințe pentru algoritmul de cuplare prin preț a piețelor cu o zi înainte și Propunerea pentru un set comun de cerințe pentru algoritmul de corelare prin tranzacționare continuă a piețelor intrazilnice);
3. Propunerea tuturor OPEED privind metodologia de rezervă în conformitate cu art. 36 (3) al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directoare pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor;
4. Propunerea tuturor OPEED privind produsele care pot fi luate în considerare în procesul unic de tranzacționare pe piața cu o zi înainte în conformitate cu art. 40 al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directoare pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor;
5. Propunerea tuturor OPEED privind produsele care pot fi luate în considerare în procesul de cuplare a pieței intrazilnice în conformitate cu art. 53 al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din

24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor;

6. Propunerea tuturor OPEED privind prețurile maxime și minime armonizate de închidere pentru cuplarea unică a pieței cu o zi înainte în conformitate cu art. 41 (1) al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor;
7. Propunerea tuturor OPEED privind prețurile maxime și minime armonizate de decontare pentru cuplarea unică a pieței intrazilnice în conformitate cu art. 54 (2) al Regulamentului Comisiei (UE) nr. 1222/2015 din 24 iulie 2015 pentru stabilirea liniilor directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor;
8. Propunerea OTS-urilor din regiunea SEE de calcul al capacității pentru procedura de ultimă instanță în conformitate cu prevederile articolului 44 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
9. Propunerea OTS-urilor din CCR CORE pentru Procedurile de Ultimă Instanță în conformitate cu prevederile articolului 44 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
10. Propunerea tuturor OTS privind metodologia unică de stabilire a prețurilor pentru capacitatea intrazilnică interzonală în conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
11. Structura Drepturilor de Transport pe Termen Lung pentru CCR SEE (Europa de Sud-Est) în conformitate cu articolul 31 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
12. Propunerea pentru regulile de alocare a drepturilor fizice de transport pentru granițele zonelor de ofertare Ungaria și România în conformitate cu articolul 36 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
13. Propunerea pentru regulile de alocare a drepturilor fizice de transport pentru granițele zonelor de ofertare Bulgaria și România în conformitate cu articolul 36 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
14. Propunerea tuturor OTS Reguli de alocare armonizate a drepturilor de transport pe termen lung în conformitate cu art. 51 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei de stabilire a unor orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
15. Anexa specifică regiunii pentru regiunea de calcul al capacității SEE pentru Normele de alocare armonizate a drepturilor de transport pe termen lung în conformitate cu art. 52 din Regulamentul (UE) 2016/1719 din 26 septembrie 2016 de stabilire a unor orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.

Regulamentele UE conțin prevederi privind modul de aprobare a propunerilor de termeni, condiții sau metodologii subsecvente acestora. Astfel, în situația în care statele membre nu convin asupra propunerilor cu o majoritate calificată sau consens (în funcție de numărul statelor membre responsabile pentru elaborarea documentelor), acestea sunt înaintate ACER în vederea luării unei decizii. Dintre documentele de discuție

menționate mai sus, o parte au fost supuse acestei proceduri și au fost aprobate sau sunt în curs de aprobare de către ACER (respectiv cele precizate la punctele 1, 2, 6, 7, 9, 14 și 15).

II.1.2 Piața cu amănuntul de energie electrică

În anul 2017 a continuat și procesul de îmbunătățire și completare a cadrului de reglementare aplicabil pe piața cu amănuntul de energie electrică, în acord cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale, nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și cu obiectivele ANRE prevăzute în Legea nr. 160/2012, de a contribui la asigurarea eficienței, concurenței și transparenței activităților din sector precum și la protecția consumatorilor.

În acest sens, în anul 2017, au fost aprobate de ANRE:

- 1. Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 6/08.02.2017.**

Documentul fost elaborat în conformitate cu prevederile art. 3 pct. 79 din *Lege* și ale art. 118 din Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare.

Standardul reglementează calitatea activității de furnizare a energiei electrice și stabilește:

- a) prevederi referitoare la calitatea activității de furnizare;
- b) indicatorii de performanță ce caracterizează calitatea activității de furnizare;
- c) nivelurile garantate ale indicatorilor de performanță garantați;
- d) compensațiile pe care furnizorii de ultimă instanță le plătesc clienților finali beneficiari ai serviciului universal, în cazul nerespectării nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță;
- e) modul de raportare a indicatorilor de performanță aferenți activității de furnizare.

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

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

Propuneri de metodologii/proceduri elaborate de operatori și avizate/aprobate de ANRE:

- 1. Metodologia de determinare lunară a cantităților de energie electrică în cazul locurilor de consum la care măsurarea se face la intervale mai mari de o lună sau decalat față de începutul**

lunii, în zona de licență a Societății de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A., avizată prin Avizul președintelui ANRE nr. 6/30.05.2017.

Metodologia a fost elaborată de Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A. în conformitate cu prevederile art. 79 alin. (4) din Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare, și ale art. 4 alin. (1) lit. d) din cadrul Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 15/2014.

Metodologia stabilește modul în care se determină cantitatea de energie electrică distribuită lunar pentru locurile de consum la care citirea contoarelor se realizează la intervale mai mari de o lună sau decalat față de începutul lunii și se aplică de către Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A. pentru determinarea prin calcul, în mod justificat, transparent și nediscriminatoriu a energiei electrice distribuite în decursul unei luni calendaristice, clienților finali la care citirea contoarelor se efectuează într-o altă zi decât începutul lunii sau la intervale mai mari de o lună.

2. Procedura pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum în zona de licență a Societății de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A., aprobată prin Decizia președintelui ANRE nr. 799/30.05.2017.

Procedura a fost elaborată de Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A. în calitate de operator de rețea, ca urmare a prevederilor Codului comercial al pieței angro de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25/2004, cu modificările și completările ulterioare și ale Procedurii pentru determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 15/2014.

Procedura are ca scop stabilirea etapelor ce trebuie parcurse pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum clienților finali, în vederea determinării consumului orar de energie electrică și conține, în principal, următoarele:

- a) criteriile pe care trebuie să le satisfacă un loc de consum pentru a putea beneficia de decontarea pe piața angro pe baza profilului de consum;
- b) etapele care trebuie parcurse pentru elaborarea profilului;
- c) modul de aplicare a profilului.

Pentru orice alt client final care nu se încadrează în prevederile Procedurii, consumul orar va fi profilat în baza profilului rezidual determinat pe zona de licență a Societății de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Sud S.A., în conformitate cu prevederile Procedurii pentru determinarea și utilizarea profilului rezidual de consum, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 24/2014.

Tot în anul 2017 au fost colectate de la furnizori/producători, verificate și prelucrate datele privind modul de îndeplinire a indicatorilor de performanță pentru serviciul de furnizare a energiei electrice în anul 2016.

Astfel, în anul 2017, s-a efectuat o analiză comparativă a calității activității de furnizare a energiei electrice desfășurate de către fiecare furnizor de energie electrică în anul 2016, în scopul creșterii continue a calității serviciilor oferite de furnizorii de energie electrică pe piața de energie electrică din România, precum și pentru facilitarea conștientizării de către clienți a drepturilor acestora de a primi servicii de calitate. Analiza s-a efectuat pe baza indicatorilor de performanță definiți în Standardul de performanță pentru activitatea

de furnizare a energiei electrice (Standard), aprobat prin Ordinul ANRE nr. 118/28.07.2015. În conformitate cu prevederile art. 18 alin. (2) din Standard, furnizorii de energie electrică transmit anual, nu mai târziu de 25 februarie, raportările privind valorile indicatorilor de performanță realizați în anul calendaristic anterior.

Analiza a avut în vedere supravegherea modului de implementare și funcționare a mecanismelor de compensare financiară a clienților, în cazul nerespectării indicatorilor de performanță garantați; au fost studiați comparativ indicatorii realizați de cei 91 de furnizori de energie electrică care au furnizat către clienții finali în decursul anului 2016. Dintre aceștia, 5 sunt furnizori de ultimă instanță, iar 86 sunt furnizori concurențiali.

În anul 2016, au fost activi pe piața cu amănuntul 91 de furnizori de energie electrică, față de 76 activi pe această piață în anul 2015, dintre aceștia, un număr de 50 au deservit clienți casnici, cu 43% mai mulți decât în anul 2015.

Dintre cei 91 de furnizori de energie electrică, un număr de 37 au avut în portofoliu exclusiv clienți noncasnici, cu 10% mai puțini decât în anul 2015.

În 2016, un număr de 13 furnizori de energie electrică au devenit activi pe segmentul clienților casnici, iar 7 furnizori de energie electrică au ieșit de pe segmentul clienților casnici, prin diverse modalități: denunțarea unilaterală/ rezilierea contractului de furnizare a energiei electrice urmată de inițierea de către clienți a procedurii de schimbare a furnizorului, declanșarea procedurii legale de insolvență cu preluarea clienților de către furnizorii de ultimă instanță desemnați, prin reorganizare administrativă de tip fuziune prin absorbție etc. Aceste date reflectă faptul că furnizorii de energie electrică din România încep să devină interesați de a furniza energie electrică clienților casnici.

Pe segmentul clienților noncasnici, situația se prezintă astfel: în 2016, un număr de 13 furnizori de energie electrică au devenit activi pe segmentul clienților noncasnici, iar un număr de 7 furnizori de energie electrică au ieșit de pe acest segment de piață, prin diverse modalități.

Din analiza datelor, s-a constatat o creștere a gradului de schimbare a furnizorului de energie electrică în anul 2016, comparativ cu anul 2015, pe seama măsurilor luate de ANRE de deschidere progresivă a pieței de energie electrică pentru concurență, de implementare a calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la energia electrică și prin politicile de marketing ale furnizorilor de energie electrică care manifestă o tendință evidentă de a-și diversifica portofoliul de clienți prin atragerea de cât mai mulți clienți finali, pe ambele categorii: casnici și noncasnici.

	1,066	0,372
	0,614	0,037
	0,440	0,290

Suplimentar, s-a continuat acțiunea de verificare a furnizorilor de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul (PAM) privind informarea corectă, completă și precisă a clienților finali, referitoare la:

- raportarea și publicarea indicatorilor de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice pe paginile proprii de internet;
- respectarea prevederilor cadrului legal și de reglementare referitoare la obligația publicării pe pagina proprie de internet a ofertelor - tip cel puțin pentru clienții casnici și clienții finali noncasnici mici;
- respectarea de către furnizorii de energie electrică de ultimă instanță a termenelor prevăzute în *Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 118/2015, (*Standard*), în vigoare în perioada analizată;
- îndeplinirea obligațiilor de informare conform prevederilor art. 15 alin. (1) din *Procedura privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 177/2015.

II.1.3 Piața de energie electrică – prețuri

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarifele aplicate clienților finali de FUI, în anul 2017:

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică

Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe anul 2017 au fost stabilite la sfârșitul anului 2016, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 83/20.11.2013, cu modificările și completările ulterioare.

Ținând cont de prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 83/2013, cantitatea de energie electrică prognozată a fi furnizată la tarife reglementate în anul 2017 de 1,741 TWh, a fost asigurată prin preluarea pe contracte reglementate numai a unor cantități de energie electrică produse de grupuri/centrale hidroelectrice și nuclearelectrice, la un preț mediu de 120,48 lei/MWh (comparativ valorile aferente anului 2016 au fost 4,2 TWh la un preț mediu de 135 lei/MWh), astfel:

- de la S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A.: 1,132 TWh, reprezentând cca 65% din consumul prognozat, la un preț mediu de 99,43 lei/MWh (prin Decizia președintelui ANRE nr. 1959 din 14.12.2016);
- de la S.N. Nuclearelectrica S.A.: 0,609 TWh, reprezentând cca. 35% din consumul prognozat, la un preț mediu de 159,57 lei/MWh (prin Decizia președintelui ANRE nr. 1960 din 14.12.2016).

La stabilirea prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2017 s-a luat în considerare profitul la nivelul de 2,5048% din costurile totale (fixe și variabile) considerate justificate pentru anul 2017, în cazul societății Hidroelectrica SA și 3,1152% în cazul societății Nuclearelectrica SA, diferența față de valoarea maximală prevăzută de reglementare (4% din costuri) nefiind acordată pentru a se compensa valoarea ramasă de

recuperat din diferența aferentă procentului de 0,5% cu care a fost redus impozitul pe construcții în anul 2015.

Prețurile aprobate prin Decizia președintelui ANRE nr. 1960 din 14.12.2016 pentru S.N. Nuclearelectrica S.A au fost modificate prin Decizia președintelui ANRE nr. 861 din 13.06.2017, pentru semestrul II 2017, deoarece s-a îndeplinit una dintre condițiile pentru ajustare, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 83/2013, respectiv scăderea cu cel puțin 5% a prețului mediu de achiziție a combustibilului realizat în trimestrul I 2017, față de cel luat în considerare la stabilirea prețurilor pentru anul 2017. Astfel, prețul mediu al energiei electrice pentru semestrul II 2017, rezultat după ajustare, a fost de 156,93 lei/MWh, înregistrându-se o scădere de 1,65% față de prețul aprobat inițial pentru întreg anul 2017. Cantitatea totală de energie electrică și repartitia orară a acesteia nu s-au modificat. Pentru S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A nu au fost îndeplinite condițiile de ajustare.

Tarife reglementate pentru clienții casnici

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

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2017, conform Deciziilor președintelui ANRE nr. 1959 și 1960 din 14.12.2016;
- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al activității de furnizare de 4,7 lei/client/lună (stabilit la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- d) tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețea, determinat global ca medie ponderată cu cantitățile stabilite a fi livrate pe contracte reglementate de către producătorii de energie electrică Nuclearelectrica SA și Hidroelectrica SA, a tarifului de introducere în rețea din zona Dobrogea, aplicat societății Nuclearelectrica SA și a tarifului mediu de introducere în rețea aplicat societății Hidroelectrica SA (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27/22.06.2016);
- e) valorile tarifului de distribuție publicate în documentul de discuție postat pe site-ul ANRE în data de 28.11.2016;
- f) un cost mediu unitar de 0,01 lei/MWh pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform datelor transmise de FUI, corelat cu valorile realizate în anul 2016;
- g) tariful pentru serviciul de sistem și tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru extragerea de energie electrică din rețea (TL), aprobate prin Ordinul ANRE nr. 27/2016;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

În urma calculului de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate necesar în anul 2017, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 6,47 % a tarifelor reglementate aplicate în anul 2017 față de cele aplicate în anul 2016, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176/2015.

Calcululele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2017, pentru semestrul II 2017, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2017 au fost următoarele:

- a) cantitățile din contractele reglementate ale FUI pe perioada iulie – decembrie 2017 (stabilite în decembrie 2016);
- b) prețul mediu de achiziție a energiei electrice redus față de prețul mediu de achiziție utilizat la stabilirea, la sfârșitul anului 2016, a tarifelor reglementate pentru anul 2017, ca urmare a reducerii prețului mediu aprobat SN Nuclearelectrica SA;
- c) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- d) costul unitar al serviciului de furnizare de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- e) tariful pentru serviciul de sistem, tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și componenta de extragere a energiei electrice din rețea (TL), conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE în data de 8.06.2017;
- f) valorile tarifului de distribuție aprobate prin ordin al președintelui ANRE;
- g) un cost mediu unitar pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform estimărilor FUI;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

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

Tarife CPC

Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2017 au fost parcurse ultimele două etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI fiind în cazul clienților non-casnici de 100 % și în cazul clienților casnici de 80% pentru perioada 01.01.2017 - 30.06.2017, respectiv 90% pentru perioada 01.07.2017 - 31.12.2017.

Pentru perioada 01.01.2017 – 30.06.2017, în baza Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 46/20.12.2016)			
-Muntenia Nord	0,2608	0,2945	0,4038

-Transilvania Nord	0,2661	0,3080	0,4048
-Transilvania Sud	0,2885	0,3295	0,4332
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 45/20.12.2016)	0,2684	0,3104	0,4223
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 49/20.12.2016)	0,2765	0,3166	0,4395
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 48/20.12.2016)	0,2341	0,2622	0,3663
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 47/20.12.2016)			
- zona Banat	0,2587	0,2933	0,3966
- zona Dobrogea	0,2458	0,2818	0,4006

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

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

(a)(...)

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

Au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

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

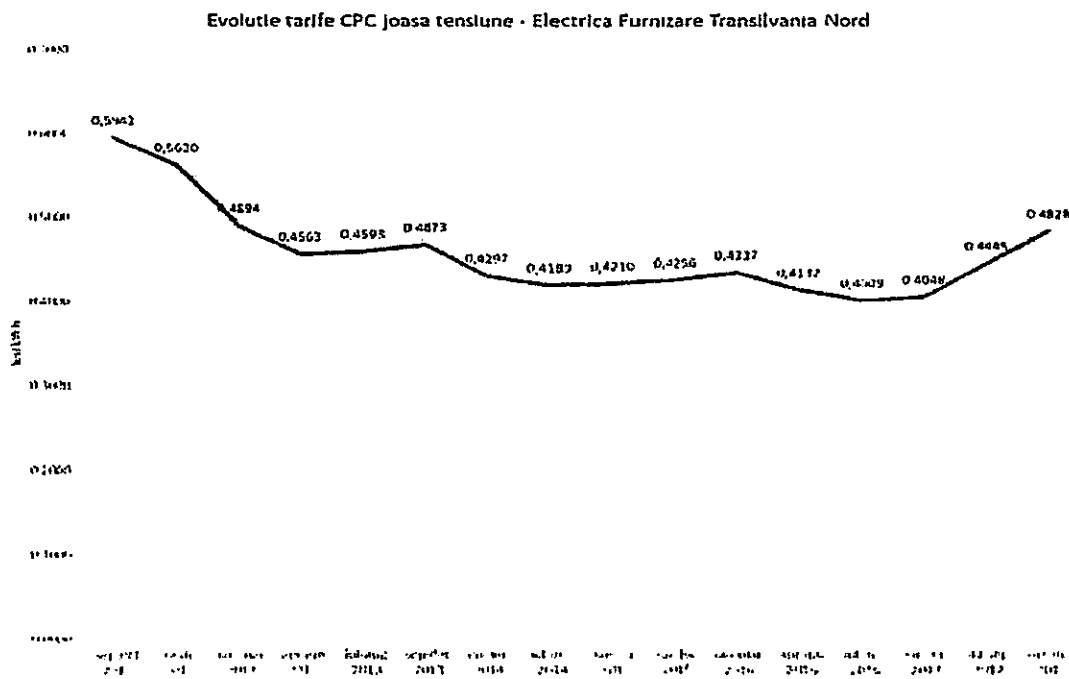
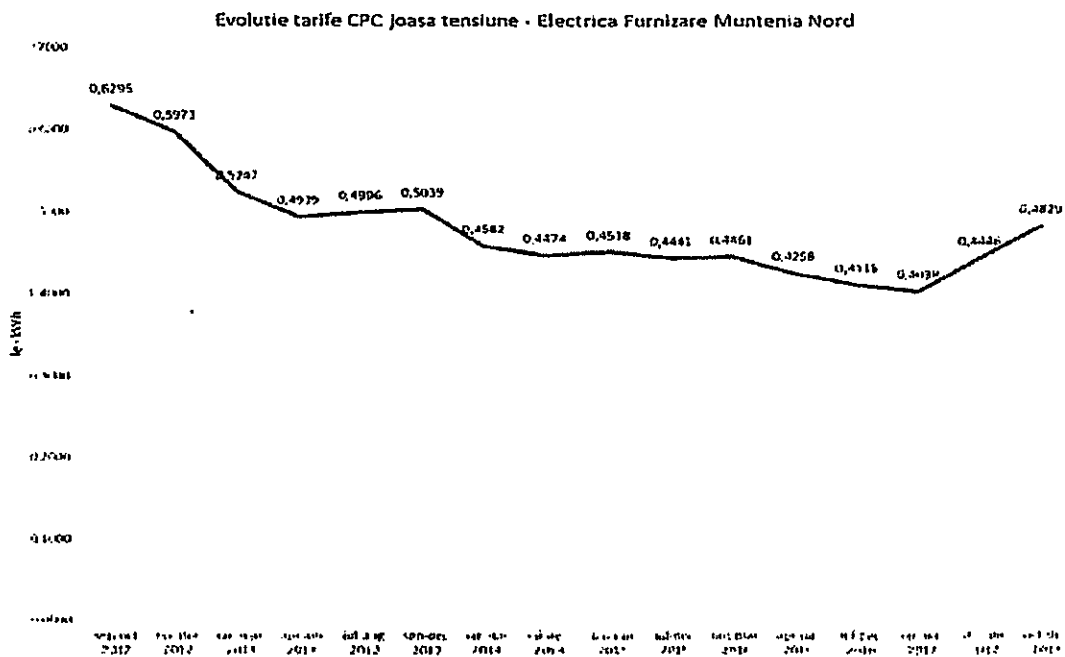
Pentru perioada 01.10.2017 – 31.12.2017, în baza Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, cu modificările și completările ulterioare, au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

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

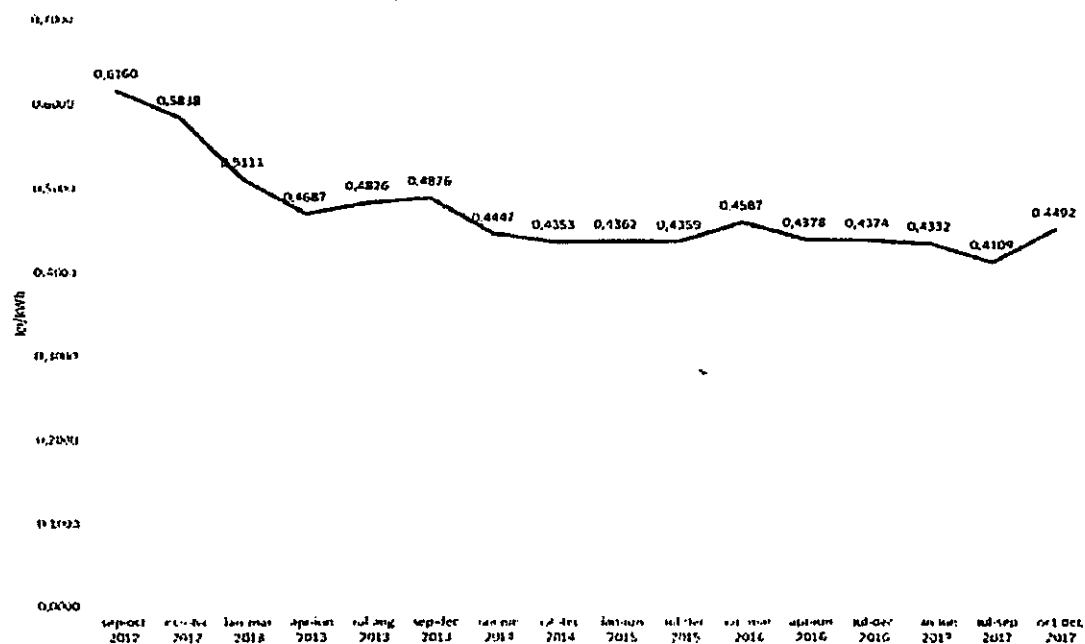
Conform prevederilor Metodologiei, au fost avizate și valorile tarifelor CPC diferențiate pentru energia electrică furnizată în orele de zi, respectiv în orele de noapte.

Achiziția energiei electrice furnizate la tarife CPC s-a făcut prin intermediul Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU), până la data de 9.08.2017, data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 75/2017, după această dată achiziția energiei electrice realizându-se atât din PCSU (pentru minim 50% din necesar), cât și din celelalte piețe la termen administrate de OPCOM.

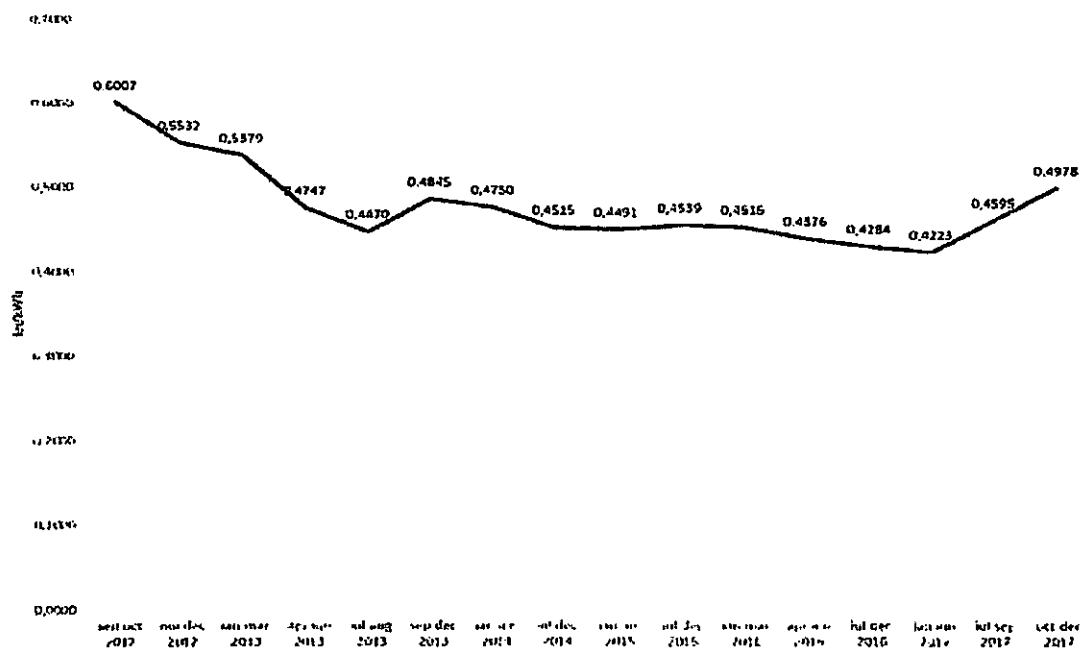
În graficele de mai jos este prezentată evoluția tarifelor CPC pe joasă tensiune aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici având în vedere faptul că cea mai mare parte a clienților casnici sunt alimentați la joasă tensiune:

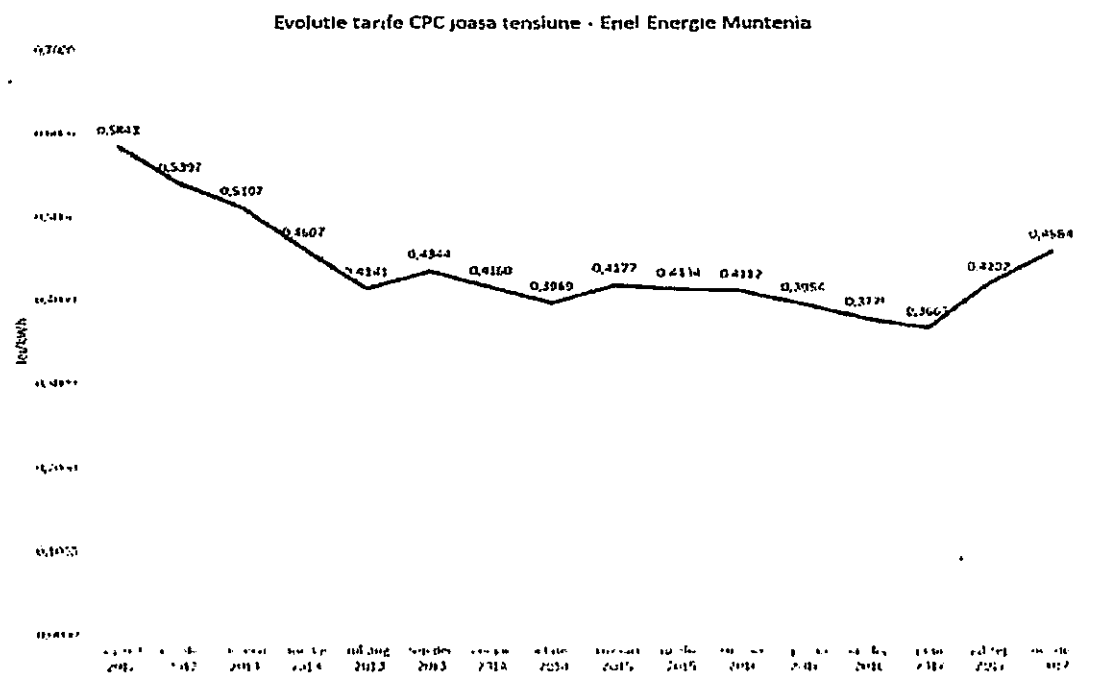
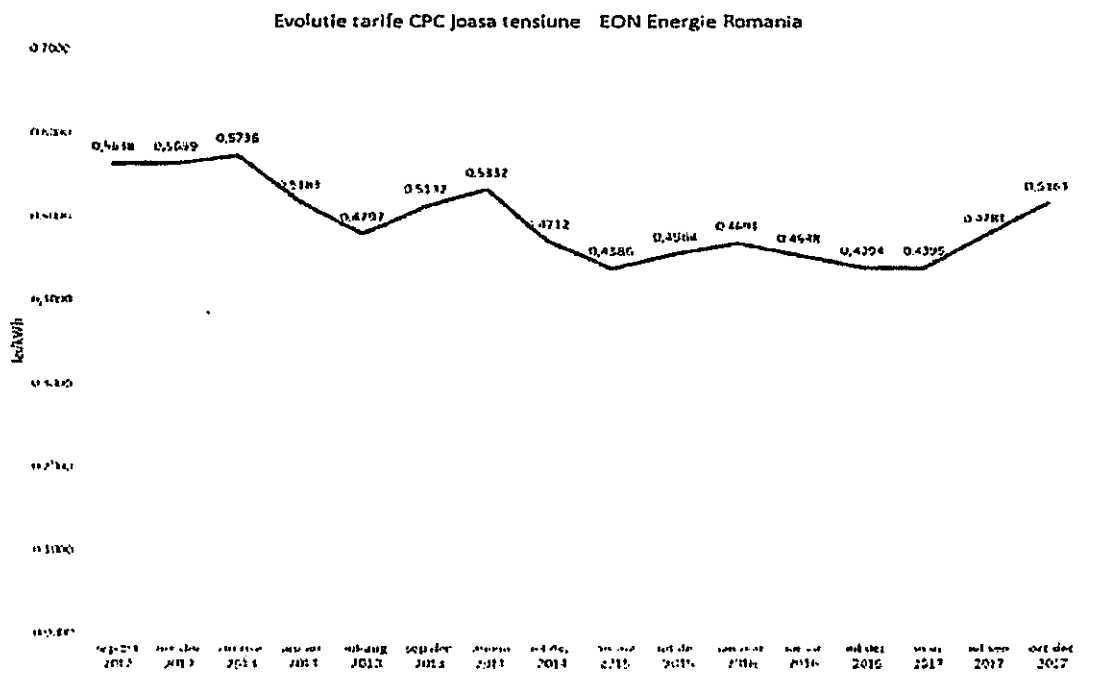


Evolutii tarife CPC joasa tensiune- Electrica Furnizare Transilvania Sud

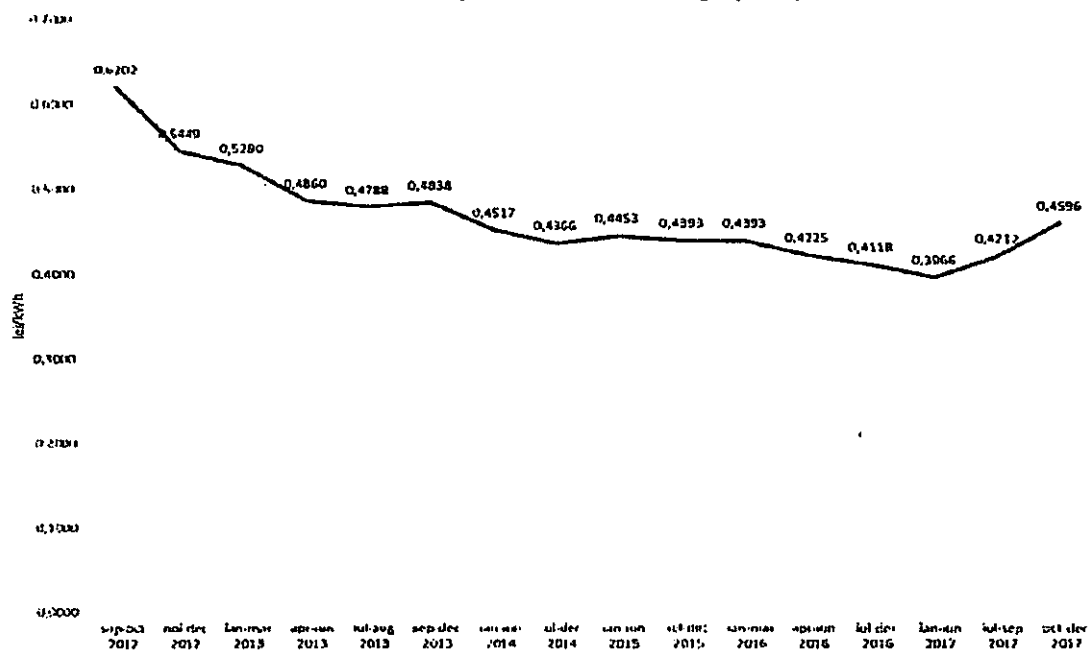


Evolutii tarife CPC joasa tensiune- CEZ Vanzare

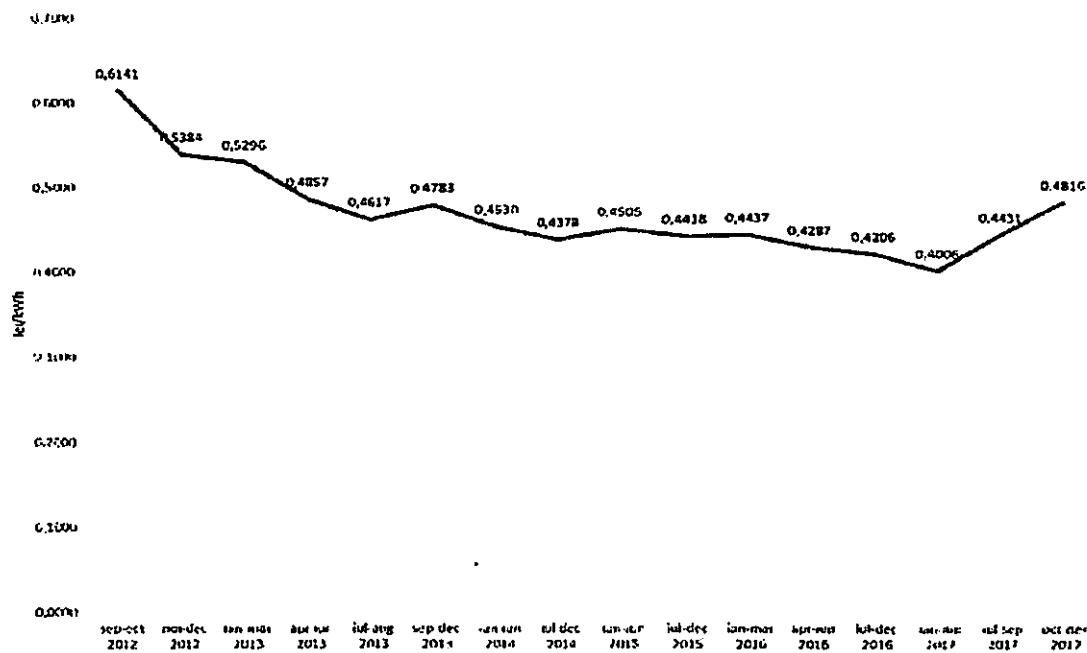




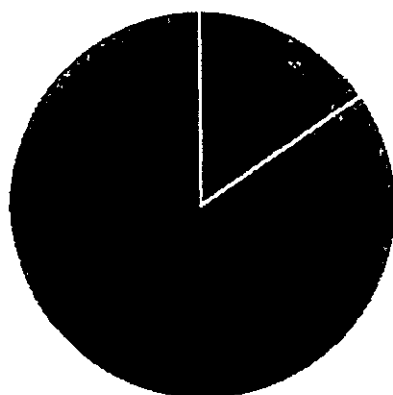
Evoluție tarife CPC joasa tensiune - Enel Energie (Banat)



Evoluție tarife CPC joasa tensiune - Enel Energie (Dobrogea)

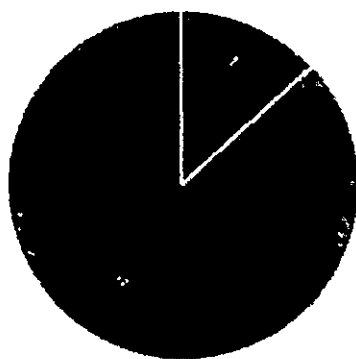


Cantitatea de energie electrică furnizată clienților casnici la tarife reglementate, respectiv tarife CPC, raportată la cantitatea totală de energie electrică furnizată clienților casnici în anul 2017 de către furnizorii de ultimă instanță, este prezentată în graficul următor:



■ Tarife reglementate ■ Tarife CPC

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



■ Tarife reglementate ■ Tarife CPC

Evoluția cadrului de reglementare

Ordinul ANRE nr. 12 din 24.02.2017 pentru aprobarea Regulamentului de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a locurilor de consum ale clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă și pentru modificarea unor reglementari din sectorul energiei electrice.

Având în vedere numeroasele situații apărute de la începutul anului 2016, în care a fost necesară preluarea clienților finali de către furnizorii de ultimă instanță, precum și sesizările formale, procedurale și de reglementare constatate cu aceste ocazii, a rezultat ca fiind necesară revizuirea *Regulamentului de preluare*

de către furnizorii de ultimă instanță a clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă.

Astfel, raportat la Regulamentul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2015, noul Regulament asigură:

- corelarea și aplicabilitatea prevederilor Regulamentului de furnizare a energiei electrice aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2014, cu modificările ulterioare, ale Contractului-cadru pentru serviciul de distribuție a energiei electrice încheiat între operatorul de distribuție și furnizor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 90/2015 precum și ale Contractului-cadru pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA și beneficiar, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 89/2013;
- stabilirea condițiilor, termenelor și etapelor de parcurs în situațiile în care:
 - o un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de a avea încheiate contracte de rețea pentru clienții din portofoliul său, ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
 - o un furnizor activ pe piața cu amănuntul nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor aferente clienților din portofoliul său;
- corelarea condițiilor și termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între furnizorul de ultimă instanță și clienții finali preluați, respectiv între clienții finali aflați în situația de a fi preluați sau care au fost preluați de FUI și un alt furnizor concurențial pentru care aceștia au optat.

Principalele elemente ale noului Regulament se referă la:

- modificarea etapelor de preluare în cazul expirării/retragerii/suspendării licenței de furnizare a furnizorului actual (furnizorului concurențial cu care clientul final a încheiat contractul de furnizare) în sensul reducerii timpilor necesari preluării clienților finali de către FUI;
- stabilirea modului în care are loc preluarea de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul încetării contractului de rețea încheiat de către furnizorul concurențial cu operatorul de rețea (atât în cazul contractului de distribuție încheiat cu OD cât și în cazul contractului de transport încheiat cu OTS), ca urmare a denunțării unilaterale/rezilierii acestuia de către operatorul de rețea, în condițiile prevăzute de reglementările în vigoare;
- stabilirea modului de preluare de către FUI a clienților finali ai unui furnizor concurențial în cazul în care furnizorul concurențial nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor;
- stabilirea modului de trecere a clienților finali de la furnizorul actual la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data transmiterii de către operatorul de distribuție, către clienții finali ai furnizorului actual, a notificării privind denunțarea unilaterală a contractului de distribuție și data încetării contractului de distribuție prevăzută în notificare;
- modificarea termenelor în cazul trecerii clienților finali de la FUI la un furnizor concurențial în perioada cuprinsă între data încetării contractului de distribuție, prevăzută în notificarea transmisă de operatorul de distribuție și data limită până la care clientul final preluat trebuie să încheie contractul de furnizare cu FUI;
- modificarea termenelor de încheiere a contractelor de furnizare între clientul final preluat și FUI.
- completarea cazurilor în care nu se aplică prevederile Regulamentului, și anume:

- o cazul clienților finali racordați la rețeaua electrică a unui OD, altul decât OD concesionar, care se află într-o situație în care nu poate încheia contract de distribuție cu FUI;
- o cazul clienților finali din portofoliul FUI care notifică schimbarea furnizorului, dar aceasta nu se finalizează din motive independente de voința respectivilor clienți; în acest caz se propune menținerea contractelor în vigoare la data notificării, având în vedere faptul că notificările transmise de clienți conform modelului cuprins în Anexa la *Procedura privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către clientul final*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.105/2014, se referă la încetarea contractului de furnizare a energiei electrice încheiat cu vechiul furnizor „în vederea schimbării furnizorului de energie electrică”, ceea ce înseamnă că nefinalizarea procesului de schimbare a furnizorului conduce, implicit, la anularea notificării de încetare a contractului de furnizare încheiat cu vechiul furnizor.

ORDIN nr. 30 din 05.04.2017 privind completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 92/2015.

Având în vedere situațiile atipice înregistrate în perioada ianuarie-februarie 2017 pe piața de energie electrică, respectiv:

- retragerea unor licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice și consecințele asupra contractelor de vânzare-cumpărare încheiate în baza Contractului-cadru de vânzare/cumpărare a energiei electrice tranzacționate pe piața centralizată pentru serviciul universal, aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 2667/2014 (Contract PCSU), respectiv asupra contractelor de furnizare a energiei electrice încheiate cu clienții finali în regim concurențial;
- deciziile de încetare prin denunțare unilaterală a unui număr însemnat de contracte de furnizare a energiei electrice, luate de anumiți furnizori cu activitate în piața concurențială;
- revocarea de către CNTEE Transelectrica SA, de pe piața de echilibrare, a unor furnizori care nu mai îndeplinesc condițiile de funcționare ca PRE,

situații care au determinat necesitatea preluării de către FUI a unui număr semnificativ de locuri de consum aflate în portofoliul acestor furnizori, într-o perioadă în care prețul energiei electrice pe PZU a crescut mult peste valoarea considerată la stabilirea tarifelor, în scopul recuperării de la clienții finali preluați a costurilor suplimentare cu achiziția energiei electrice furnizate acestora de către FUI, în condițiile prezentate mai sus, a rezultat necesitatea completării *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, denumită în continuare *Metodologie*.

Principalele modificări se referă la:

- condițiile în care se face achiziția de către FUI a energiei electrice furnizate la tarife CPC în cazul suspendării / încetării unui contract bilateral încheiat în urma desfășurării unei sesiuni de licitație pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal;
- posibilitatea ca, în cazurile în care s-au înregistrat situații de suspendare / încetare a unor contracte bilaterale încheiate în urma desfășurării unei sesiuni de licitație, prețul mediu de achiziție a energiei electrice furnizate la tarife CPC, considerat justificat pentru o perioadă anterioară, să poată depăși limita de 5% din valoarea prețului mediu al energiei electrice achiziționate din PCSU și PZU, pentru FUI aflați în situația respectivă;

- modul de calcul/facturare a unui nou tarif („tarif PZU”), aplicat, suplimentar față de tarifele UI, clienților noncasnici care nu îndeplinesc condițiile sau nu solicită să beneficieze de serviciul universal și care, după ce au uzat de eligibilitate, au fost preluați de FUI pentru că se aflau în situația de a nu avea asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă. Noul tarif nu se aplică clienților care beneficiază de serviciul universal.

- posibilitatea FUI de a achiziționa energia electrică corespunzătoare Contractelor PCSU suspendate sau care au încetat de pe toate piețele administrate de OPCOM, reducându-se expunerea la volatilitatea prețurilor piețelor pe termen scurt;

- posibilitatea facturării clienților preluați în regim de ultimă instanță a unui tarif suplimentar față de tariful UI, pentru perioadele în care prețul pe PZU înregistrează o creștere semnificativă față de prețul PCSU;

- posibilitatea extinderii limitelor admise la stabilirea costurilor justificate cu achiziția energiei electrice facturate la tarif CPC, în cazul FUI care se confruntă cu situații obiective de suspendare / încetare a contractelor încheiate pe PCSU;

- minimizarea riscurilor financiare la care sunt expuși FUI prin preluarea unui număr însemnat de clienți finali într-un interval scurt de timp.

ORDIN nr. 75 din 09.08.2017 pentru modificarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 65/2014 și pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 92/2015.

Necesitatea modificării celor două acte normative a apărut în urma situației înregistrate în luna mai 2017, care a condus la emiterea Deciziei președintelui ANRE nr. 819/08.06.2017 privind suspendarea până la data de 10 august 2017 a organizării sesiunilor de licitații simultane cu preț descrescător pe Piața Centralizată pentru Serviciul Universal.

Ordinul cuprinde următoarele modificări/completări:

- pentru Regulamentul de organizare și desfășurare a licitațiilor simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal:
 - reducerea obligației FUI de a propune oferte de cumpărare pe PCSU la un nivel care să acopere minim 50% din prognoză;
 - extinderea posibilității de diminuare de către ANRE/OPCOM a cererii din ofertele de cumpărare ale FUI până la maxim 50% din cantitatea solicitată;
 - modificarea condițiilor în care OPCOM stabilește ofertele de cumpărare diminuate și decide anularea unei sesiuni de licitație;
 - modalitatea prin care ANRE anulează o sesiune de licitație, respectiv prin decizie a președintelui și eliminarea, în consecință, a posibilității de anulare în timpul licitației.
- pentru Metodologia de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali:
 - posibilitatea FUI de a achiziționa energia electrică prognozată a fi furnizată la tarife CPC prin contracte bilaterale încheiate atât pe PCSU cât și pe celelalte piețe la termen administrate de OPCOM, în limitele prevăzute de Regulamentul PCSU;

- dreptul FUI de a achiziționa de pe toate piețele cantitatea din ofertele de cumpărare, în cazul diminuării de către ANRE/OPCOM a cererii din ofertele de cumpărare ale FUI /anulării unei sesiuni de licitație;
- stabilirea limitei prețului previzionat/justificat de achiziție funcție de prețurile înregistrate pe piețele la termen administrate de OPCOM pentru lunile analizate, coroborat cu obligativitatea OPCOM de a transmite aceste prețuri;
- modificarea condițiilor în care ANRE poate decide avizarea trimestrială a tarifelor CPC;
- modificarea formulei de calcul pentru tariful PZU aplicat suplimentar față de tarifele UI clienților finali preluați;
- eliminarea prevederilor privind suspendarea organizării sesiunilor de licitație și revocarea cadrului de reglementare aferent PCSU.

ORDIN nr. 120 din 12.12.2017 pentru abrogarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 83/2013 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță.

Elaborarea acestui document, respectiv necesitatea abrogării Ordinului președintelui ANRE nr. 83/2013 privind aprobarea *Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță (Metodologie)*, apare ca o consecință a încheierii, la 31.12.2017, a ultimei etape din Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate.

ORDIN nr. 119 din 12.12.2017 pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță.

Ordinul are drept scop desemnarea furnizorilor de ultimă instanță pentru perioada cuprinsă între data de 1 ianuarie 2018 și data la care începe prima perioadă de desemnare pe criterii concurențiale a acestora, în conformitate cu prevederile *Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță*, respectiv data intrării în vigoare a deciziilor de desemnare pe criterii concurențiale a furnizorilor de ultimă instanță.

ORDIN nr. 121 din 12.12.2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor Componenta de Piață Concurențială.

Ordinul are drept scop stabilirea condițiilor de aplicare a tarifelor CPC practicate de furnizorii de ultimă instanță, având în vedere abrogarea Ordinului președintelui ANRE nr. 176/2015 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, precum și a condițiilor de aplicare a tarifelor reglementate și a tarifelor componenta de piață concurențială, publicat în Monitorul Oficial al României, partea I, nr. 959 din 24 decembrie 2015, cu modificările ulterioare consecință a încheierii, la 31.12.2017, a ultimei etape din Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate.

Proiect de Ordin pentru aprobarea Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal.

Propunerea de ordin are ca scop asigurarea unui cadru adecvat de achiziționare de către furnizorii de ultimă instanță, în condiții comparabile, transparente și nediscriminatorii, a energiei electrice furnizate clienților deserviți, adaptat modificării condițiilor pieței de energie electrică ca urmare a finalizării Calendarului de eliminare a tarifelor reglementate.

Schimbările propuse prin proiectul de ordin sunt următoarele:

- schimbarea mecanismului de achiziție a energiei electrice destinate consumului clienților finali în regim de serviciu universal. Noul mecanism de achiziție pe PCSU presupune ca desfășurarea sesiunilor de licitații să se desfășoare în 2 etape:
 - o Etapa I – Licitație deschisă cu menținerea prețului de deschidere de către cumpărători. Participanții vânzatori pot introduce oferte la orice fel de prețuri în funcție de propria strategie – la finalul etapei tranzacțiile se încheie la prețul ofertelor de vânzare;
 - o Etapa II – Oferă dreptul și participanților și cumpărătorilor să își modifice prețul de achiziție în vederea încheierii de tranzacții – tranzacțiile se încheie prin tranzacționare continuă.
- PCSU devine din piață obligatorie pentru FUI, o piață voluntară atât pentru participanții la licitație (vânzatori) cât și pentru FUI;
- înregistrarea participanților la PCSU, atât cumpărători cât și vânzatori, se va face conform procedurii de înregistrare OPCOM și prin semnarea convenției de participare la PCSU;
- s-au introdus mai multe tipuri de licitații: anuale, semestriale, trimestriale și lunare;
- tranzacționarea pe PCSU se va putea face lunar pentru toate produsele de tranzacționare cu livrare în anul următor, excepție produsele de tranzacționare anuale care pot fi tranzacționate pentru următorii 2 ani;
- s-au modificat termenele dintre etapele premergătoare licitațiilor și s-a modificat calendarul sesiunilor de licitații (calendarul sesiunilor de licitații va fi publicat la începutul fiecărui an pentru întregul an calendaristic);
- produsele de tranzacționare vor fi tip standard din punct de vedere al intervalelor caracteristice (produs de bandă și 1 sau 2 produse de vârf în funcție de tipul de sesiune de licitație ales și de profilul orar al consumului clienților finali beneficiari de serviciu universal) și în ore CET (ora Europei Centrale);
- ofertele de cumpărare se transmit de către FUI înregistrat în calitate de cumpărător prin licitație la OPCSU, prin intermediul platformei informatice PCSU, și sunt de tip pereche cantitate-preț.

Precizăm faptul că acest ordin a fost aprobat în data de 31 ianuarie 2018 (Ordinul ANRE nr. 27/2018).

Proiect de ordin pentru aprobarea Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice.

Pentru a duce la îndeplinire prevederile art. 54 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare și în vederea desemnării pe criterii concurențiale a furnizorilor de

ultimă instanță începând cu data de 1 iulie 2018, ANRE a elaborat proiectul *Regulamentului de selecție concurențială pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță*, denumit în continuare *Regulament*.

Regulamentul propus, 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 în baza prezentului regulament 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 în baza prezentului regulament 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;

Principalele caracteristici ale procesului de desemnare și, respectiv, de desfășurare a activității FUI obligați/opționali sunt:

- în cazul FUI obligat:
 - o desemnare pentru o perioadă de 4 ani, cu posibilitate de prelungire;
 - o selecția și desemnarea unui singur FUI obligat pe fiecare zonă de rețea;
 - o criteriul de selecție: nr maxim de clienți deserviți în zona de rețea, calculat ca medie a ultimelor 12 luni calendaristice încheiate;
 - o FUI obligat furnizează energie electrică clienților beneficiari de serviciu universal, clienților care nu au uzat de eligibilitate și clienților preluați în regim de ultimă instanță;
- în cazul FUI opțional:
 - o desemnare pe o perioadă de 1 an, cu posibilitate de prelungire;
 - o selecția și desemnarea unui număr nelimitat de FUI opționali pe fiecare zonă de rețea
 - o criterii de selecție:
 - capabilitatea - un nr minim de 2000 clienți deserviți la nivel național;
 - disponibilitate - oferta cu preț (discount față de prețul de referință).
 - o FUI opționali furnizează energie electrică numai clienților beneficiari de serviciu universal;
 - o prețul aplicat de FUI opțional este egal cu diferența dintre prețul de referință aplicat de FUI obligat din zona respectivă de rețea și discount-ul oferat de FUI opțional. Decizia de desemnare prevede discount-ul;
 - o FUI opționali au posibilitatea:
 - să refuze solicitarea clienților de acordare a serviciului universal;
 - să se retragă (nu mai devreme de 1 an de la desemnare);
 - o FUI opțional este obligat:
 - să deschidă, în termen de 30 zile de la data desemnării, un cont Escrow în care FUI opțional are calitatea de deponent al fondurilor, iar FUI obligat, calitatea de beneficiar al fondurilor.

- să instituie puncte unice de contact, conform prevederilor reglementărilor în vigoare, în termen de 30 zile de la data desemnării;
- să respecte, în perioada de desemnare, un raport dintre numărul de clienți finali din mediu urban și numărul de clienți din mediul rural, determinat funcție de raportul urban/rural pentru clienții beneficiari de serviciu universal realizat la 31 decembrie 2017.

Atât FUI obligați cât și FUI opționali au obligația de a utiliza contractele-cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici și noncasnici ai furnizorilor de ultimă instanță, condițiile generale pentru furnizarea energiei electrice, modelul facturii de energie electrică și modelul convenției de consum energie electrică, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

Precizăm faptul că acest ordin a fost aprobat în data de 31 ianuarie 2018 (Ordinul ANRE nr. 26/2018).

Proiect de ordin pentru aprobarea 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.

Prin proiectul de ordin se introduce 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.

Prețurile pentru clienții inactivi se determină în continuare prin aplicarea unui coeficient de majorare (1,2 în prima perioadă de aplicare și 1,3 în perioadele ulterioare de aplicare) prețului pentru serviciul universal aplicat de FUI obligat.

Prețul pentru serviciul universal aplicat de către FUI opțional se stabilește prin aplicarea unui discount prețului pentru serviciu universal aplicat de FUI obligat.

Un alt element de noutate îl reprezintă modul de calcul al prețului de achiziție pentru clienții în regim de UI, respectiv prin luarea în considerare a prețului mediu ponderat din PZU aferent zilelor de luni până vineri și aplicarea unui procent de majorare.

Principalele elemente incluse în proiectul de ordin sunt:

- utilizarea noțiunii de furnizor de ultimă instanță obligat și cea de furnizor de ultimă instanță opțional, introdusă prin proiectul de Ordin pentru aprobarea Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță;
- prețurile avizate de către ANRE nu includ tarifele pentru servicii, acestea urmând a fi incluse de către FUI în prețurile finale aplicate clienților finali;
- ANRE stabilește pentru fiecare FUI obligat pe zonă de rețea prețul maxim pentru serviciul universal, calculat ca sumă între costul unitar mediu al energiei electrice achiziționate din piețele centralizate de către operatorii economici care au și calitatea de FUI și costul unitar de furnizare determinat pe baza valorilor realizate într-o perioadă de timp definită;
- prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali care beneficiază de serviciul universal din portofoliul FUI obligat se stabilește de către acesta prin raportare la prețul maxim pentru serviciul universal;

- prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali care beneficiază de serviciul universal din portofoliul FUI opțional se stabilește de către acesta prin aplicarea unei reduceri față de prețul pentru serviciul universal aplicat de FUI obligat;
- prețul aplicat de furnizorii de ultimă instanță obligați clienților finali care nu beneficiază de serviciu universal și care nu și-au ales un furnizor concurențial se stabilește prin aplicarea unui procent de majorare prețului aplicat de FUI obligat clienților care beneficiază de serviciul universal;
- prețul aplicat de furnizorii de ultimă instanță obligați clienților finali preluați pentru că au rămas fără furnizor se stabilește în baza prețului de achiziție realizat de către FUI în perioada de facturare.

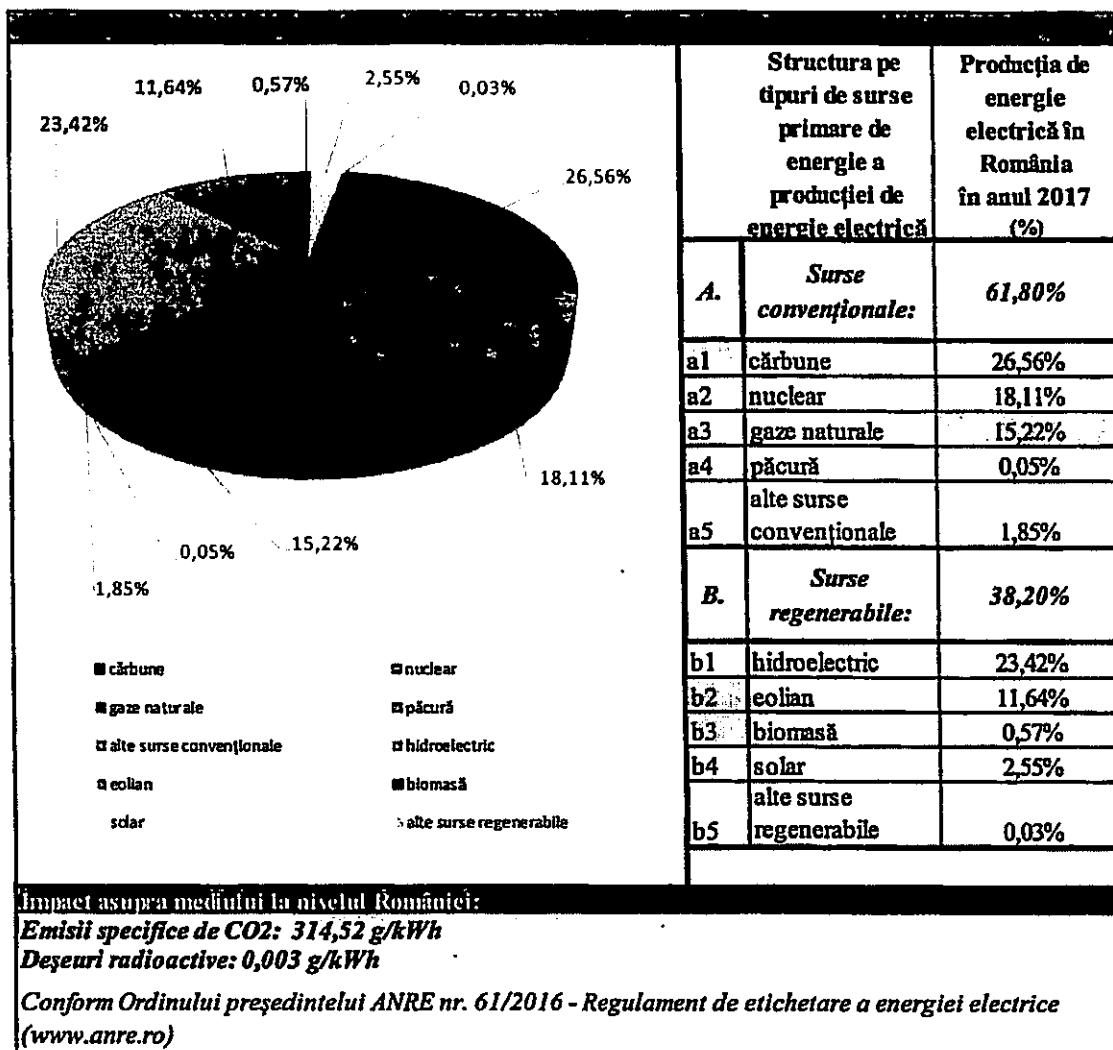
Precizăm faptul că acest ordin a fost aprobat în data de 6 martie 2018 (Ordinul ANRE nr. 39/2018).

II.1.4 Structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România și valorile emisiilor poluante aferente acesteia, în anul 2017

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2016, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă în anul 2017 s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România.

În anul 2017, valorile specifice medii la nivel național ale emisiilor de CO₂ și deșeurilor radioactive rezultate din producerea energiei electrice au fost de 314,52g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică specifică în etichetele proprii elaborate dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2017 a avut impact asupra mediului înconjurător *sub/peste* media națională.

Pornind de la datele obținute în procesul de elaborare a etichetei naționale, în graficul următor este prezentată structura energiei electrice produse în unități de producere dispecerizabile și nedispecerizabile, raportată de 614 titulari de licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale.



Valorile specifice medii ale emisiilor de CO₂ pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiei specifice realizate și a energiei electrice produse de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

Sursă primară de energie	Emisii specifice CO ₂ [g/kWh]
Cărbune	911,14
Gaze naturale	407,04
Păcură	599,74
Alte surse convenționale	553,15
Surse regenerabile	0
Media sectorială	314,52

II.1.5 Aplicația pentru compararea ofertelor de furnizare a energiei electrice

În anul 2017, ANRE a dezvoltat un instrument prin care clienții finali pot compara ofertele de furnizare energie electrică ale furnizorilor din România. Aplicația poate fi accesată în cadrul site-ului ANRE, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-de-tarife>.

Comparatorul a fost dezvoltat pentru a pune la dispoziția utilizatorilor racordați la sistemul energetic național un instrument independent, echidistant și noncomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare a energiei electrice.

Pentru utilizarea aplicației utilizatorii aleg criteriile prevăzute în ecranul de selecție și după finalizarea selecției aplicația afișează rezultatul sub forma unei liste cu ofertele furnizorilor care respectă criteriile introduse de utilizator, ordonate crescător în funcție de prețul energiei electrice. Suplimentar aplicația afișează și raportul dintre prețul energiei electrice din oferta furnizorilor și valoarea tarifului CPC aplicat de furnizorii de ultimă instanță.

În momentul afișării rezultatelor utilizatorii pot afla și alte detalii relevante, respectiv condițiile asociate ofertei (termenul de plată, modalitatea de transmitere a facturii, durata contractului, etc), precum și perioada de valabilitate a ofertei.

În perioada 1 iunie - 31 decembrie 2017, comparatorul a fost accesat de un număr de 81928 utilizatori unici din: România (95,28%), Germania (1,19%), Marea Britanie (0,82%), Franța (0,33%), Italia (0,27%). Timpul mediu petrecut de un utilizator pe pagina a fost de 4 minute și 45 secunde, iar 82 de furnizori au încărcat date în comparatorul de tarife.

II.1.6 Soluționare dispute pe piața angro și cu amănuntul

Comisia pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică, (Comisie), își desfășoară activitatea în conformitate cu prevederile 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, (Regulament), aprobat prin Ordinul ANRE nr. 61/2013.

Pe parcursul anului 2017 au fost supuse soluționării de către *Comisie* un număr de 10 dispute apărute între participanții la piața de energie electrică atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul de energie electrică. În urma analizării documentațiilor anexate cererilor de soluționare a disputelor, a audierilor care au avut loc, precum și a dezbaterilor din cadrul *Comisiei*, au fost emise 6 Hotărâri.

Pentru 4 cereri de soluționare a disputelor procedura de soluționare nu a putut fi declanșată întrucât din documentele transmise nu a rezultat parcurgerea etapei de conciliere la nivelul părților aflate în dispută; ulterior răspunsurilor transmise de către *Comisie* părțile implicate în dispută nu au mai revenit cu cereri noi.

II.1.7 Propuneri de îmbunătățire a legislației primare

Ca urmare a activității desfășurate la nivelul autorității, au fost identificate unele dificultăți în funcționarea piețelor energiei electrice și, respectiv, gazelor naturale, ceea ce a condus la concluzia că s-ar impune luarea în discuție a unor modificări legislative privind cadrul legal primar, respectiv, *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, menite să ajute la îmbunătățirea cadrului de reglementare specific acelor segmente ale sectorului energiei. Astfel, în cadrul ANRE au fost analizate următoarele propuneri de modificare/completare a cadrului legislativ:

- Adaptarea cadrului legal și de reglementare în vederea încurajării investitorilor care doresc să construiască și/sau opereze noi capacități de producere a energiei electrice. În acest scop, considerăm că este necesar a se elimina din textul legii orice prevedere care poate constitui o barieră birocratică sau administrativă, deoarece în prezent participarea la piețele centralizate de energie electrică este condiționată de dobândirea statutului de titular de licență în domeniul energiei, care nu se poate obține anterior construirii efective a capacității de producere respective.
- Introducerea de prevederi stimulative pentru "prosumatori" (care sunt în același timp mici producători de energie electrică, dar și consumatori), introducerea unui prag inferior la obligația obținerii licenței de producere a energiei electrice pentru micii producători de energie regenerabilă cu personalitate juridică. În prezent orice operator economic care dorește să își construiască o microcentrală (oricât de mică) are nevoie să obțină licență de producere de energie electrică. Această povară administrativă este în contradicție cu prevederile *Noului Pachet de Energie Curată*.
- Introducerea unor prevederi clare despre activitatea "agregatorului de energie electrică" (concept preluat incomplet în Legea nr. 121/2014 a eficienței energetice, actualizată): definirea acestuia conform *Noului Pachet de Energie Curată*, reconsiderarea articolelor care enumeră exhaustiv participanții la piețele centralizate fără a menționa agregatorul, alegerea opțiunii dacă agregatorul poate fi furnizorul de energie electrică sau nu.
- Introducerea obligației pentru operatorul de transport și de sistem și pentru operatorii de distribuție de a achiziționa în mod nediscriminatoriu servicii de sistem și servicii de echilibrare de la clienții finali, inclusiv prin agregatorii energetici, în funcție de capacitatea tehnică a clienților respectivi, cu menținerea siguranței în funcționare a rețelelor electrice.
- Introducerea obligației pentru furnizorii de energie electrică de a încheia cu prioritate contracte de achiziție a energiei electrice pentru clienții pe care îi deservește în regim de serviciu universal.
- Introducerea interdicției pentru furnizorul de energie electrică de a denunța unilateral contractul de furnizare încheiat cu clientul final, în condițiile în care în Legea nr. 123/2012 este prevăzut expres doar dreptul clientului final de a denunța unilateral contractul de furnizarea a energiei electrice, ținând cont și de faptul că, în cele mai multe situații practice, denunțarea unilaterală vizează motive de oportunitate contractuală și nu un caz de culpă în executarea angajamentului asumat.
- Introducerea obligației de separare legală a activității de producere a energiei electrice de activitatea de furnizare a energiei electrice.

II.2 Monitorizare piață energie electrică, REMIT

Activitatea de monitorizare a funcționării pieței de energie electrică s-a desfășurat în conformitate cu prevederile *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2006 și ale *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2008, ambele cu modificările și completările ulterioare (*Metodologii de monitorizare*).

ANRE monitorizează modul în care sunt respectate prevederile legale cu privire la funcționarea în condiții de transparență, concurență și nediscriminare a pieței de energie electrică, evoluția indicatorilor de structură, respectiv de eficiență a funcționării pieței, precum și comportamentul participanților la piață în scopul sesizării eventualelor practici anticoncurențiale și a prevenirii acestora. Monitorizarea se realizează pe baza datelor colectate de la participanții la piața de energie electrică, de la Operatorul de transport și sistem (CNTEE Transelectrica SA) și de la Operatorul pieței de energie electrică (OPCOM SA).

Pentru anul 2017, activitatea de monitorizare a pieței de energie electrică realizată de compartimentul de profil, în baza atribuțiilor ce revin autorității de reglementare în conformitate cu legislația primară în domeniu, a avut următoarele rezultate:

- Au fost publicate pe pagina de internet www.anre.ro rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică (versiuni în limbile română și engleză), conținând informații cu privire la regulile de funcționare a pieței, date agregate și de sinteză privind funcționarea sistemului electroenergetic național și a pieței de energie electrică. În elaborarea rapoartelor lunare, ANRE respectă principiile general acceptate la nivelul Uniunii Europene cu privire la transparență și confidențialitatea datelor sensibile din punct de vedere comercial.
- În contextul evoluției ascendente a prețului de închidere a pieței (PIP) pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și ale celor de deficit și excedent pe Piața de echilibrare (PE), în luna ianuarie, ANRE a analizat modul de funcționare a pieței de energie electrică. Analizele realizate de compartimentul de profil al ANRE și de OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA, la solicitarea ANRE, asupra comportamentului participanților pe PZU și pe PE, au relevat că principalele elemente de influență asupra creșterii accentuate a PIP PZU au fost următoarele:
 - condițiile meteo extreme înregistrate atât la nivel național, cât și european, reflectate în creșterea consumului. Situații similare s-au înregistrat și în sistemele energetice vecine. Mai mult, în luna ianuarie, din cauza condițiilor meteo extreme, în Bulgaria, Grecia, Franța, Italia și Belgia capacitățile transfrontaliere pe granițe au fost limitate până la refacerea rezervelor necesare asigurării funcționării sigure și stabile a sistemelor energetice respective;
 - resursele hidro diminuate, care au determinat reducerea ofertei de vânzare, creșterea ofertei de cumpărare pe PZU și diminuarea disponibilului pe PE. Structura de producție a sistemului energetic din România, în care ponderea puterii instalate în surse hidro este importantă, se reflectă și în evoluția prețului energiei pe PZU, a prețului de deficit de energie și a prețului de excedent, care scad semnificativ în perioadele cu hidrolicitate ridicată și cresc în perioadele de secetă accentuată; chiar dacă Hidroelectrica nu vinde sau nu cumpără întreg excedentul sau deficitul pe PZU, contractele de

cumpărare sau de vânzare încheiate cu alți participanți afectează disponibilul/oferta totală de pe PZU și PE, chiar și în condițiile unui PZU care funcționează în regim cuplat. Analizând structura de producere a centralelor aparținând Hidroelectrica, s-a constatat ponderea semnificativă deținută de producția de energie electrică din CHE Porțile de Fier, explicându-se astfel influența pe care o are evoluția debitului afluent al Dunării asupra prețului spot, în luna ianuarie acesta scăzând până la circa 1.800 mc/s. Diminuarea disponibilului de energie în rezervele hidro a condus la folosirea la maxim a rezervelor de energie din lacurile de acumulare pentru echilibrarea sistemului;

- **reducerea capacităților disponibile în SEN a grupurilor dispecerizabile din centrale clasice, existând anumite perioade pentru care indisponibilitatea cumulată a depășit 3.000 MW, potrivit datelor publicate în temeiul Regulamentului (UE) nr. 543/2013, pe platforma de transparență a ENTSO-E – EMFIP.**

La scăderea energiei disponibile per ansamblu grupuri dispecerizabile au contribuit indisponibilizarea pe termen mediu a OMV Petrom (CECC Brazi) și scăderea presiunii gazelor naturale în rețeaua de transport (ca urmare a creșterii consumului de gaze naturale al clienților casnici și industriali, consum ce limitează debitul de gaze naturale dispecerizat către centralele electrice cu producție pe bază de gaze naturale).

În plus, funcționarea centralelor pe lignit la capacitate maximă a condus la reducerea rapidă a stocurilor de combustibil, capacitatea de refacere a acestora fiind lentă. Operatorii economici ai centralelor respective dețin departamente de exploatare a rezervelor de cărbune din cariere și mine de lignit și huilă, dar, în perioada respectivă, au fost invocate dificultăți aferente transportului cărbunelui către centralele termoelectrice, extinderii exploatărilor și a căilor ferate de transport din cauza unor exproprieri necorespunzătoare a terenurilor realizate în justiție și a neasigurării veniturilor pentru desfășurarea activității ca urmare a prețurilor mici stabilite în perioadele anterioare pe piețele administrate de OPCOM SA;

- **creșterea semnificativă a ofertelor de cumpărare pe PZU, atât cantitativ, cât și valoric, ca urmare a denunțării unilaterale a unor contracte încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA (piața centralizată a contractelor pentru energie electrică încheiate prin licitație extinsă PCCB-LE, prin negociere continuă PCCB-NC și piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC) și a sistării livrărilor de energie electrică aferente acestora. În acest context, ANRE a examinat modul de aplicare a cadrului de reglementare, rezultând următoarele: participanții semnatori ai contractelor respective, mai ales cei care au fost în postura de cumpărători, nu au luat măsuri suficiente și nu au utilizat toate posibilitățile oferite de cadrul de reglementare pentru evitarea și asigurarea împotriva riscului de contraparte prin includerea de clauze (plata unor penalități, despăgubiri și garanții de bună execuție), specifice fiecărei piețe (posibilități prevăzute în Regulamentul privind modalitățile de încheiere a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă și negociere continuă și prin contracte de procesare, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 78/2014, și Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 49/2013 – Regulamentul PC-OTC); cele mai multe dintre contractele de cumpărare denunțate au fost inițiate de către unii dintre operatorii de distribuție; o parte din participanții care au denunțat**

contractele și-au păstrat achiziția de la producători nedispecerizabili și regenerabili și și-au schimbat poziția pe PZU, din cumpărători devenind vânzători;

- **strategiile neadecvate, imprudente ale unor furnizori de construire a portofoliului de achiziții pe piața angro folosind ca sursă principală o piață volatilă – PZU.** În plus, mai mulți participanți la piață s-au angajat în vânzarea unor produse cu livrare pe termen mediu și lung, pe care intenționau să și le acopere prin achiziții pe termen scurt, de pe PZU. Ponderea progresiv semnificativă a achiziției din PZU a furnizorilor a fost determinată de scăderea artificială a PIP PZU în 2015 și 2016, ca urmare a politicii de ofertare la vânzare cu prețuri mici a energiei din surse regenerabile;
- o contribuție importantă la situația din piața de energie electrică o au distorsiunile introduse în piață de schema de sprijin pe bază de certificate verzi (CV) a producătorilor din surse regenerabile de energie electrică (vânzarea energiei electrice la prețuri artificial scăzute pentru asigurarea vânzării de CV);
- Lipsa abilităților participanților în a construi strategii mai elaborate de ofertare a contribuit la creșterea prețurilor pe PZU, determinate în multe intervale orare de valorile mari ale ofertelor de cumpărare. Menționăm în acest sens, modul de ofertare la cumpărare al FUI, determinat de neacoperirea necesarului de consum prin contracte, care a condus la introducerea unor oferte de cumpărare cu cantități orare care depășeau 100 MWh, cu prețuri orare cuprinse în intervalul 500-800 lei/MWh. Pe parcursul anului 2017, s-a constatat menținerea strategiei FUI de a tranzacționa cantități importante pe PZU (peste 20% din totalul achiziției corespunzătoare furnizării la clienții finali);
- **strategiile de ofertare pe piața de energie electrică ale unor producători din surse regenerabile, respectiv stabilirea ofertei de vânzare la nivelul puterii instalate, deși energia electrică produsă are un caracter eminent intermitent, diferențele între contractat și energia livrată fiind achiziționate de pe PZU.** Condițiile meteo dificile ale lunii ianuarie au influențat negativ funcționarea unor producători eolieni, producția fiind deficitară în raport cu valorile notificate în multe intervale orare. Funcționarea intermitentă a unităților dispecerizabile de producere a energiei electrice din surse eoliene, cu pondere semnificativă în puterea instalată în SEN, a influențat atât oferta de vânzare, cât și pe cea de cumpărare. Nivelurile ridicate de producție medie orară din sursă eoliană se corelează cu scăderea PIP PZU și determină transformarea soldului net export-import, într-unul exportator;
- **absența ofertei pe PZU a capacității disponibile a producătorilor dispecerizabili în cogenerare, determinată atât de situația financiară precară, cât și de dificultățile tehnice legate de specificul tehnologiei utilizate.** Astfel, situația financiară nu le-a permis acestora achiziția de combustibil, unii dintre aceștia fiind deja grevați de obligații anterioare pe PE/dezechilibre și plata serviciului de transport către CNTEE Transelectrica SA, iar în lipsa sarcinii termice în anumite perioade de timp, funcționarea în regim de condensare înrăutățește semnificativ parametrii de calificare pentru schema de sprijin de tip bonus;
- **notificările fizice predominant deficitare ale participanților la piață comparativ cu consumul înregistrat, care au determinat creșterea deficitului dintre producție și consum, impunând asigurarea deficitului de către operatorul pieței de echilibrare prin dispecerizarea grupurilor disponibile.**

Creșterea PIP PZU a fost rezultatul unui proces cerere-ofertă (creșterea cererii de energie pe PZU în condițiile unei oferte de vânzare limitată, corelată cu o creștere a necesarului de acoperit pe PE) pe fondul condițiilor speciale din luna ianuarie 2017, PZU fiind prima componentă a pieței angro care absoarbe toate informațiile referitoare la condițiile de piață disponibile la un moment dat pe piețele de energie electrică din regiune.

În aceste condiții, în luna ianuarie, volumul tranzacțiilor stabilite pe PZU a înregistrat un maxim absolut de la lansarea acestei piețe, reprezentând 46% din consumul intern prognozat, iar prețul mediu lunar a fost de 337,74 lei/MWh, cel mai mare preț orar de închidere a pieței fiind de 653,68 lei/MWh (intervalul 10 al zilei de 31 ianuarie); prețul de închidere a pieței s-a aliniat la prețurile spot din țările cu care România este cuplată în proiectul 4M MC, în special la cel din Ungaria, reflectând astfel deficitul mare de producție din zonă.

Gradul de concentrare a PZU a indicat o piață neconcentrată, neexistând participanți dominanți, iar posibilitățile de manipulare a acestei piețe sunt extrem de reduse, având în vedere și funcționarea în regim cuplat în cadrul 4M MC. În plus, în analizele efectuate și transmise la ANRE în conformitate cu obligațiile acestuia ce decurg din prevederile Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT) și ale cadrului de reglementare național în vigoare, OPCOM SA nu a semnalat comportamente ale participanților care să conducă la suspiciunea manipulării PZU.

Având în vedere prevederile noului pachet legislativ european privind adaptarea și flexibilizarea modelului actual de piață pentru integrarea producției din surse regenerabile, care deține o pondere din ce în ce mai mare în mixul energetic european, concomitent cu reducerea costurilor de operare ale sistemului, se va accentua rolul piețelor de tranzacționare pe termen scurt (PZU și PI), ce va determina o creștere a volumelor tranzacționate pe aceste piețe.

- A fost analizată și creșterea PIP PZU din lunile iulie și august 2017, pe fondul aceluiași factori de influență favorizanți (condiții meteo extreme, resurse hidro diminuate, indisponibilități ale grupurilor dispecerizabile). Suspendarea licitațiilor pe PCSU pentru trimestrul III 2017 (piață destinată asigurării achiziției FUI pentru acoperirea consumului clienților beneficiari ai Serviciului Universal), decisă de ANRE în vederea diversificării portofoliului FUI și scăderii presiunii asupra PZU¹, prin orientarea FUI către piețele centralizate de contracte administrate de OPCOM SA (PCC), nu a condus însă la obținerea rezultatului scontat, FUI tranzacționând cantități nesemnificative pe respectivele piețe. Este probabil ca acest comportament să fi fost determinat mai degrabă de decizii manageriale legate de existența unor limite ale prețului mediu de achiziție recunoscut în stabilirea costurilor justificate conform metodologiei de tarify, care aveau ca referință, la momentul respectiv, prețul mediu de pe PZU, decât de oportunitățile oferite de piețele la termen. O altă cauză ar putea fi reprezentată de structura de producție disponibilă, influențată în mod nefavorabil de dezvoltarea consistentă din ultimii ani a producerii din surse regenerabile cu caracter intermitent, cu posibile efecte negative asupra siguranței în funcționarea SEN, în condițiile unui consum crescut de energie electrică.

¹ Până la aprobarea Ordinului președintelui ANRE nr. 75/2017, achiziția de către FUI a energiei electrice prognozată a fi furnizată la tarify CPC se realiza numai prin contracte bilaterale, încheiate în urma licitațiilor desfășurate pe PCSU, iar diferențele dintre consumul realizat și cel asigurat prin contractele încheiate pe PCSU se putea tranzacționa pe PZU, PI și/sau la preț de dezechilibru.

- În conformitate cu prevederile art. 11 alin. b) din Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2006, cu modificările și completările ulterioare, compartimentul de profil al ANRE a demarat colaborarea cu Consiliul Concurenței în vederea analizării modului de funcționare a pieței concurențiale de servicii tehnologice de sistem (STS). Aprecierea nivelului de concurență pe piața de STS se bazează și pe o monitorizare permanentă a activității participanților, realizată în conformitate cu cadrul legal aplicabil. Indicatorii de concentrare calculați pentru piața de STS, prezentați în rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică, au indicat o concentrare ridicată a puterii de piață și existența unei poziții dominante pe piață.
- Pe parcursul anului 2017, s-a constatat, pornind de la datele raportate lunar de participanții la piața de energie electrică, creșterea numărului de furnizori activi pe piața concurențială a clienților casnici. Se remarcă și o creștere substanțială a cantității de energie electrică furnizată concurențial clienților casnici în perioada 2013 – 2017, determinată de eliminarea treptată a tarifelor reglementate, prin schimbarea furnizorului sau oferirea posibilității clienților casnici de a opta pentru furnizarea în regim concurențial, de către același FUI, așa cum rezultă din tabelul următor:

Evoluția cantității de energie electrică furnizată clienților casnici în regim concurențial în perioada 2013-2017

An / luna	Cantitate anuală (GWh)	nr. furnizori	din care	
			FUI	producători
2013	2,34	6	1	1
2014	4,70	15	1	3
2015	12,61	31	4	3
2016	183,42	47	5	3
2017	1366,34	53	5	6

- Participarea la elaborarea Raportului național destinat îndeplinirii obligațiilor de raportare prevăzute în Directiva 2009/72/CE. Întocmirea secțiunilor bazate pe informațiile rezultate din activitatea de monitorizare a pieței de energie electrică a fost însoțită de culegerea și prezentarea sintetică a unui set semnificativ de indicatori specifici pe toate componentele pieței de energie electrică din România, destinați realizării Raportului anual ACER/CEER asupra rezultatelor monitorizării piețelor interne de energie electrică și gaze naturale în 2016.
- Procesul de armonizare a modului actual de culegere a datelor de tranzacționare (direct de la participanții la piața angro de energie electrică) cu prevederile REMIT (respectarea principiului evitării dublei raportări) a continuat cu procesul de consultare publică pe marginea propunerii de revizuire a principiilor metodologice de desfășurare a activității de monitorizare a pieței angro de energie electrică.
- A continuat verificarea și actualizarea informațiilor din Registrul național al participanților la piața angro de energie.
- 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 2017 și îndeplinirea obligațiilor ce revin atât autorității de reglementare, cât și participanților la piața angro.

- A continuat colaborarea cu operatorul de transport și sistem - CNTEE Transelectrica SA în vederea raportării de date pentru monitorizarea pieței de energie din regiunea a 8-a Sud-Est Europeană, proiect derulat sub egida Comunității Energetice; componenta principală a activității de monitorizare vizează o evaluare a activității desfășurate pe piața de alocare a capacităților de interconexiune pe granițele fiecărei țări din regiune. A continuat și procesul de verificare a modului de respectare de către participanții la piață a obligațiilor pe care aceștia le dețin în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a Anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

Aplicarea la nivel național a prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie.

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

Astfel, au fost continuate acțiunile de conștientizare a operatorilor economici deja înscrși în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit la ANRE în vederea actualizării câmpurilor de date din Anexa 3 - Informații privind participantul la piața angro de energie (de exemplu codul EIC, pagina de internet, locul publicării informațiilor privilegiate) și Anexa 7 - Informații privind părțile delegate pentru a raporta în numele participantului la piața angro de energie (codul unic al părții delegate să raporteze în numele participantului la piață) din *Procedura de înregistrare a participanților la piața angro de energie în Registrul național*. Aceste acțiuni s-au desfășurat concomitent cu acțiunile OPCOM SA legate de obligativitatea obținerii codului ACER (și deci, implicit, necesitatea înscrierii în Registrul național) pentru titularii de licență care doresc să tranzacționeze pe piețele centralizate din administrarea sa. În acest fel, în anul 2017, au fost înregistrați 32 de participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale, conform cerințelor REMIT.

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

În cursul anului analizat, ANRE a primit 3 notificări privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT, în conformitate cu prevederile art. 15 din REMIT, referitoare la tranzacții realizate pe piața angro de energie electrică. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către compartimentul de investigații, în conformitate cu

regulamentul elaborat potrivit legislației primare și procedura operațională de gestionare a notificărilor de încălcări ale art. 3 și art. 5 din REMIT. Totodată, în anumite cazuri, ANRE colaborează cu alte instituții și autorități naționale, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare.

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

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

În plus, compartimentul de profil din ANRE are în vedere permanent îmbunătățirea cooperării cu administratorii platformelor de tranzacționare în vederea respectării obligațiilor pe care aceștia le au în conformitate cu art. 15 din REMIT, în calitate de persoane care realizează tranzacții cu titlu profesional, precum și a aplicării interdicțiilor cu privire la abuzul de piață al participanților la piață.

În 2017, compartimentul de profil a continuat să ofere îndrumare participanților la piață care au solicitat lămuriri cu privire la diverse aspecte legate de înscrierea în Registrul național al participanților la piața angro de energie, modul de raportare a datelor de tranzacționare, a datelor fundamentale, a excepțiilor de la raportare prevăzute în Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei.

Structura energiei electrice produse în unități dispecerizabile

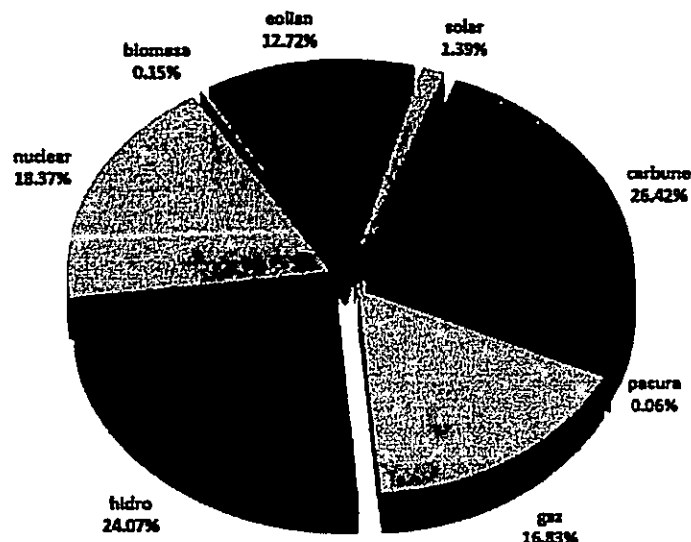
În baza prevederilor *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă* (Ordinul ANRE nr. 35/2006 cu modificările ulterioare) - *Metodologia de monitorizare PAN* - procesul de monitorizare lunară a sectorului de producere s-a adresat activității producătorilor de energie electrică deținători de unități dispecerizabile (UD), indiferent de tipul de resursă primară utilizat, din perspectiva participării lor la piața de energie electrică.

Din datele colectate lunar de la un număr de 125 producători deținători de UD pentru energie electrică din sursă hidro, nuclear, termo, eolian, fotovoltaic și biomasă (cel puțin a unui grup dispecerizabil), atât titulari de licență cu capital de stat, cât și aparținând sectorului privat, a rezultat că în anul 2017 a fost produsă o cantitate de energie electrică de 61.324 GWh, față de 61.797 GWh înregistrată în anul 2016.

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

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

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele
de producători cu unitati dispecerizabile
- 2017 -



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

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

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă 2017 (GWh)	Energie electrică produsă 2016 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 (%)
Complexul Energetic Oltenia SA	14933	13542	▲ 10,3
Hidroelectrica SA	14039	17574	▼ 20,1
SN Nuclearelectrica SA	11509	11286	▲ 2,0
OMV Petrom SA	3645	3784	▼ 3,7
Electrocentrale București SA	2841	2493	▲ 14,0
Romgaz SA	1864	1628	▲ 14,5
Enel Green Power Romania SRL	1357	1236	▲ 9,8
Complexul Energetic Hunedoara SA	1199	1367	▼ 12,3
Tomis Team SRL	777	689	▲ 12,8
CET Govora SA	723	651	▲ 11,1
Ovidiu Development SRL	569	489	▲ 16,4
EDPR Romania (fost Ialomita Power)	522	363	▲ 43,8
Veolia Energie Prahova SRL	461	444	▲ 3,8

Crucea Wind Farm*	312	280	▲11,4
Cernavoda Power*	298	260	▲14,6
Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	6275	5711	▲9,9
TOTAL	61324	61797	▼0,8

* în 2016, au fost cuprinse la categoria "Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)"

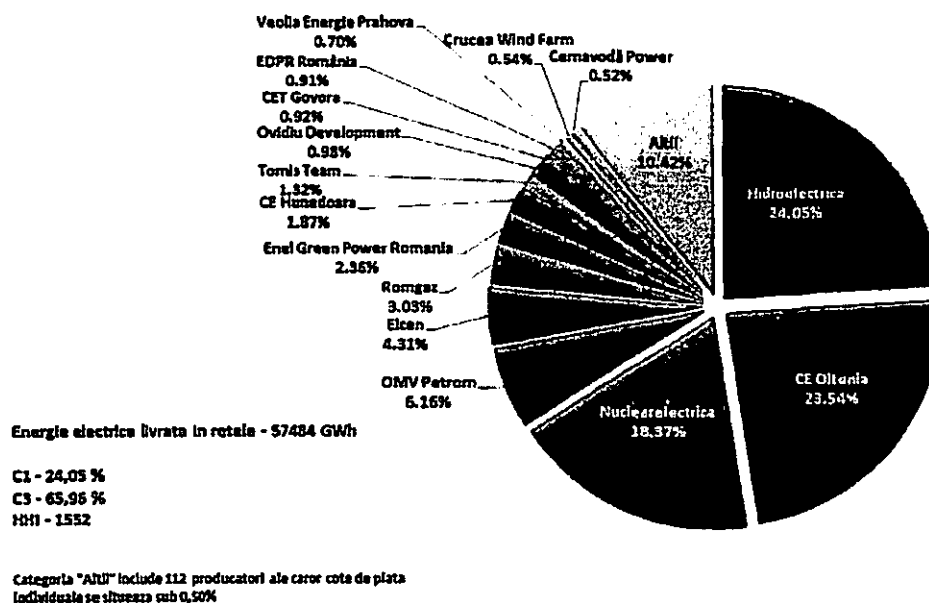
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică
- prelucrare ANRE -

Sectorul de producere este dominat de producătorii de energie din surse convenționale (hidro, termo, nuclear), care asigură cca. 85% din energia produsă în unități dispecerizabile. Față de situația anului precedent, ierarhia primilor producători mari s-a modificat, CE Oltenia ajungând pe primul loc în ceea ce privește energia electrică produsă, dar menținându-se pe locul secund din punct de vedere al energiei electrice livrate în rețele.

Cote de piață mai mari de 5% din cantitatea totală produsă înregistrează primii 4 producători (CE Oltenia, Hidroelectrica, Nuclearelectrica și OMV Petrom), reprezentând împreună cca. 72% din energia produsă în unitățile dispecerizabile. În același timp, un număr de 8 producători dispecerizabili, printre care și Enel Green Power Romania (producător eolian), înregistrează cantități de peste 1 TWh, însumând cumulativ cca. 84% din producția din unități dispecerizabile, situație apropiată de cea din anul precedent.

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

Cote de piață ale producătorilor cu unități dispecerizabile
în funcție de energia livrată în rețele
- 2017 -



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

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

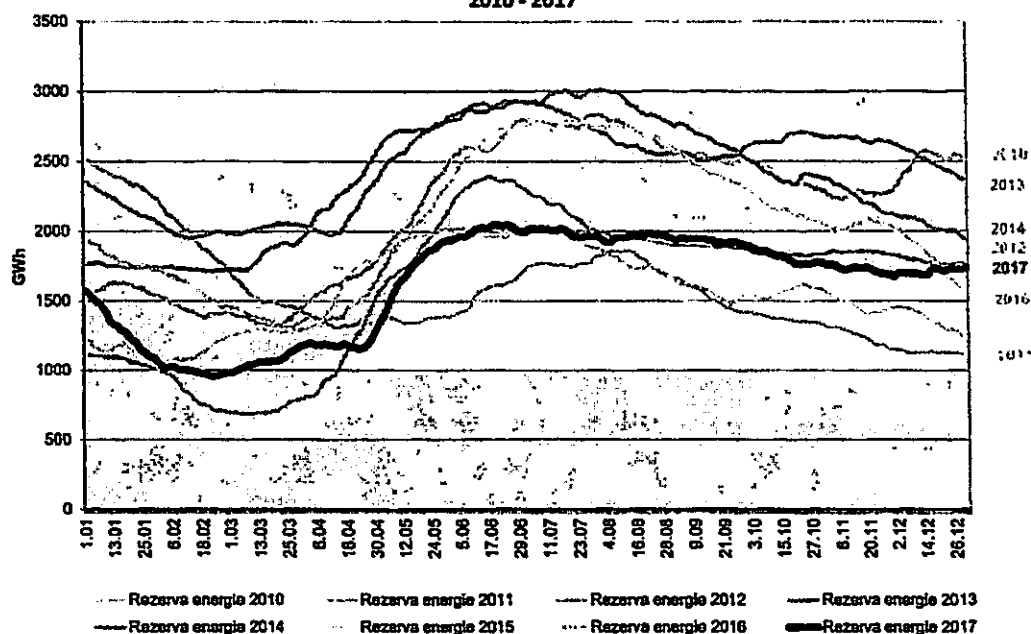
Pe ansamblu, anul 2017 s-a caracterizat prin creșterea cu peste 3% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2016, calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii cu putere instalată mai mare de 5 MW și a soldului import-export.

La nivelul anului, energia livrată de producători a fost mai redusă decât cea livrată în anul precedent, iar soldul schimburilor comerciale cu alte sisteme electroenergetice a fost exportator și a reprezentat o cantitate mai mică decât în 2016.

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

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

**Evoluția anuală a rezervei zilnice de energie în principalele lacuri de acumulare
2010 - 2017**



În ceea ce privește rezerva de energie hidro din lacurile de acumulare, în primele 4 luni din an valorile zilnice s-au situat sub nivelul ultimilor 5 ani (cu excepția anului 2012, caracterizat de situațiile de forță majoră declarate), în luna februarie 2017 înregistrându-se zilnic valori sub pragul de 1.000 GWh). Începând din luna mai 2017, nivelul zilnic al rezervei din marile lacuri de acumulare a urcat accelerat până la plafonul de 2.000 GWh, menținându-se la nivele apropiate de această valoare pe parcursul întregii veri, mult sub nivelele zilnice ale rezervei din aceeași perioadă din 2016. Situația s-a prelungit până în luna octombrie, când a început o ușoară scădere a rezervei zilnice, tendință continuată până la sfârșitul anului. În paralel, debitul afluent pe Dunăre în secțiunea Porțile de Fier a înregistrat valori sub cele ale anului 2016 pe multe perioade din an, în lunile secetoase de vară (în special iulie și august) variind în intervalul 2.000-4.000 m³/s, sub intervalul de variație din anul 2016 pentru aceeași perioadă de timp (4.000-6.000 m³/s).

Piața angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanții la piață, titulari de licențe emise de ANRE, care includ revânzările de energie electrică dintre participanți, realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Volumele astfel tranzacționate depășesc cantitatea livrată fizic de la producere către consum.

Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a *Legii*, au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață au înlocuit tranzacțiile derulate pe piața de contracte bilaterale negociate cu tranzacții încheiate pe piețele centralizate organizate la nivelul OPCOM SA în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu.

Prezentăm, în continuare, evoluția anuală a volumelor tranzacționate, pe fiecare din componentele pieței angro, în perioada 2013-2017, însoțită de evoluția grafică a volumelor lunare tranzacționate, comparativ cu consumul intern lunar pentru aceeași perioadă. Este prezentată, de asemenea, evoluția valorilor componentelor pieței angro de energie electrică față de valorile anului precedent, precum și ponderea din consumul intern înregistrat în 2017.

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

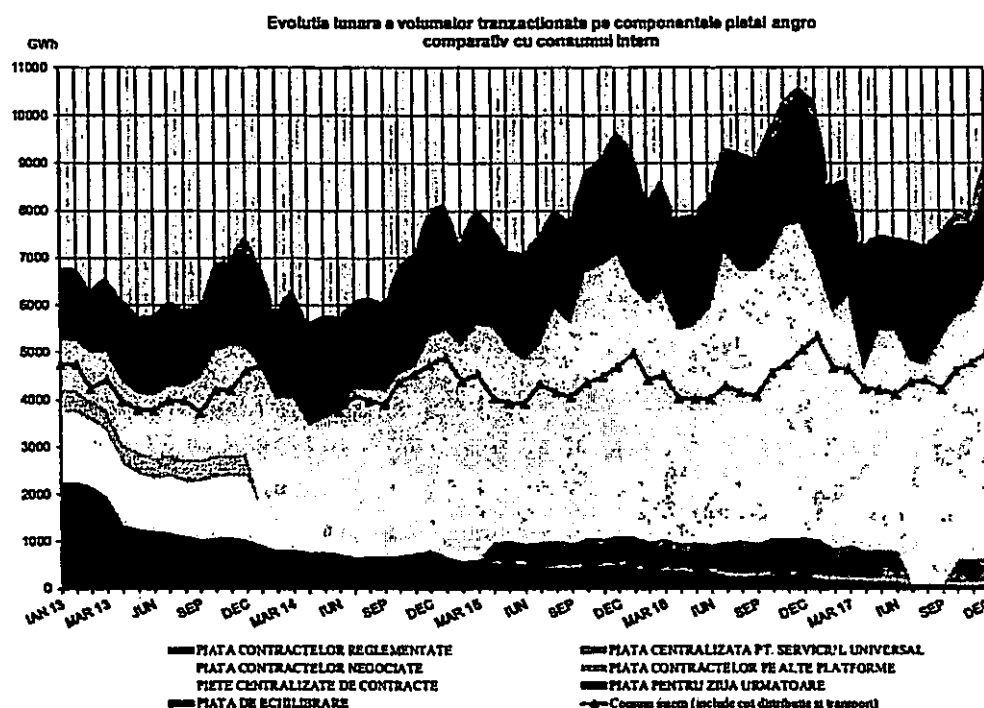
Componentele pieței angro	2013 (GWh)	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 - % -	Pondere din consum intern 2017 - % -
Piața contractelor reglementate	16755	9058	6413	4152	1741	▼ 58,1	3,2
Piața contractelor negociate direct	15386	4611	1509	1283	616	▼ 52,0	1,1
Piața contractelor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

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

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

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

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



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

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

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

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

Din datele prezentate se constată că dintre piețele centralizate de contracte bilaterale, singura care a înregistrat o creștere a volumului tranzacționat față de anul anterior este PCCB-LE, în timp ce PCCB-NC și PC-OTC au înregistrat reduceri ale volumelor tranzacționate.

Piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2017 nefiind depusă nicio ofertă inițiatore, iar PI continuă să înregistreze o pondere nesemnificativă, în pofida creșterii volumului tranzacționat față de anul 2016.

În ceea ce privește activitatea comercială transfrontalieră, din analiza datelor colectate de la participanții la piață, prezentată în tabelul următor, rezultă faptul că aceasta s-a redus pe partea de export în anul 2017 comparativ cu anul anterior, înregistrând o ușoară creștere pe cea de import de energie electrică.

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

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

*din 19 noiembrie 2014

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

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

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2017 -lei/MWh-	2016 -lei/MWh-	Evoluție 2017 față de anul 2016 - % -
Piața contractelor reglementate	121,12	136,90	▼ 11,5
Piața contractelor negociate direct	158,93	144,67	▲ 9,9
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	170,69	157,62	▲ 8,3
- PCCB-LE	165,97	158,36	▲ 4,8

- PCCB-NC	175,17	155,90	▲12,4
- PC-OTC	172,89	157,80	▲9,6
Piața centralizată pentru serviciul universal	187,01	162,94	▲14,8
Piața pentru Ziua Următoare*	219,95	149,74	▲46,9
Piața Intrazilnică**	178,85	126,12	▲41,8
Piața de Echilibrare***	336,19	272,19	▲23,5
Export****	189,70	155,58	▲21,9

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

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

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

**** prețul mediu anual reflectă informațiile de preț referitoare la cantitățile exportate de furnizori, ca și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica SA, în calitate 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 -

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

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

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

Piața concurențială

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

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

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

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

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

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

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

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 35 TWh), iar din aceasta preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (32,1 TWh la prețul mediu de 165,27 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 16,2 TWh la prețul mediu anual de 223,84 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, mărindu-se cantitatea tranzacționată pe piețele de tip PCCB în detrimentul PCSU, PZU și PI, piețe care au înregistrat reduceri de 33,4%, respectiv 6,6% și 27,4%.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

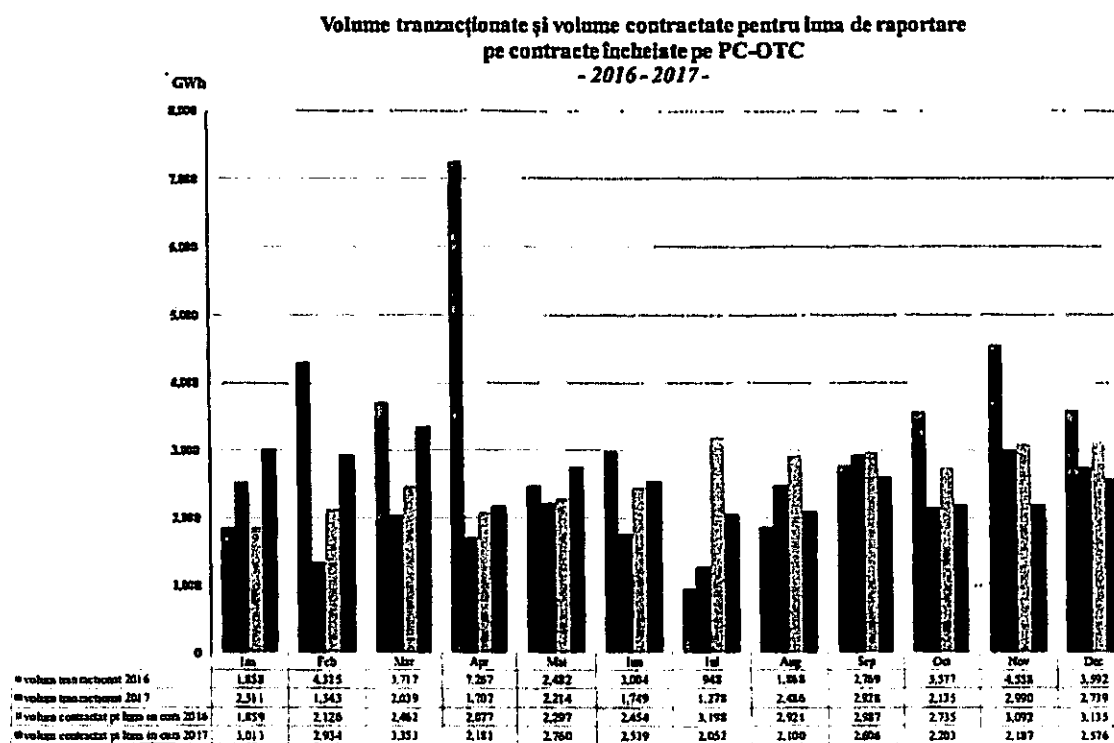
Concomitent cu reducerea volumului tranzacțiilor, se remarcă o creștere cu cca. 25% a prețului mediu ponderat de tranzacționare, de la 156,24 lei/MWh în 2016 la 195,26 lei/MWh în 2017.

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

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

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

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



*Sursa: Raportări lunare ale OPCOM SA
- prelucrare ANRE -*

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

Prețurile medii de tranzacționare, determinate ca medii ponderate ale prețurilor cu cantitățile de energie electrică tranzacționate prin intermediul instrumentelor specifice - produse-standard - ce pot fi tranzacționate pe PC-OTC pentru fiecare profil de livrare (bandă, gol, vârf), sunt calculate și publicate zilnic de OPCOM SA pe site-ul propriu la secțiunea *Tranzacții-Rezultate*.

La secțiunea *Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC*, OPCOM publică și informații zilnice privind produsele tranzacționate și date agregate, de sinteză și statistici, precum și date/informații publicate în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulamentul PC-OTC, în anul 2017 fiind publicate informații complete despre 701 tranzacții. În lunile ianuarie și februarie 2017, s-au înregistrat recorduri ale variațiilor maxime ale prețurilor de închidere, de 123%, respectiv 128%.

Din analiza succintă a informațiilor cuprinse în rapoartele lunare de monitorizare transmise de OPCOM SA se remarcă următoarele:

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

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

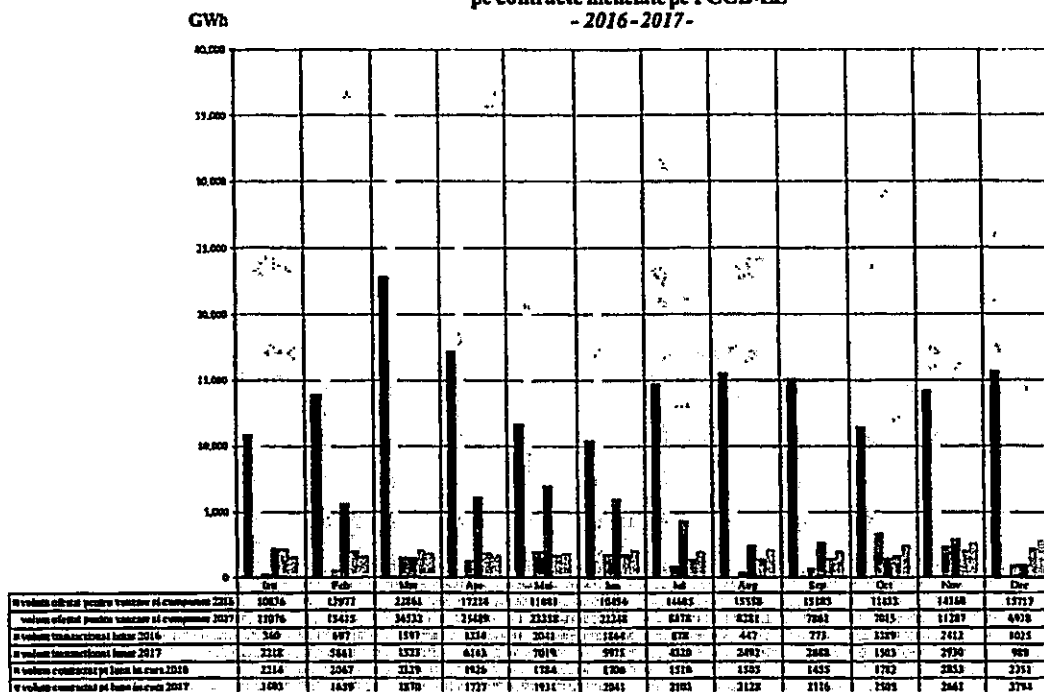
În anul 2017, tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică s-a desfășurat conform prevederilor cadrului de reglementare aprobat prin Ordinul ANRE nr. 78/2014, care a stabilit trei modalități de tranzacționare specifice - licitație publică extinsă (PCCB-LE), licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC) și contracte de procesare a combustibilului (PCCB-PC).

Numărul participanților înregistrați la PCCB-LE în anul 2017 s-a situat constant peste valoarea de 340, minimul fiind înregistrat în decembrie 2017, iar maximul - de 355 de participanți - în lunile mai și august. Energia livrată pe PCCB-LE a reprezentat 41,8% din consumul intern și cca. 22% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

În anul 2017, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat comparativ cu anul 2016, înregistrându-se o creștere cu cca. 5,3% a volumului de energie electrică oferit pentru tranzacționare (vânzare și cumpărare) și cu cca. 158% a volumului de energie electrică tranzacționat.

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

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



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA
- prelucrare ANRE -

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

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

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

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

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

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

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

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

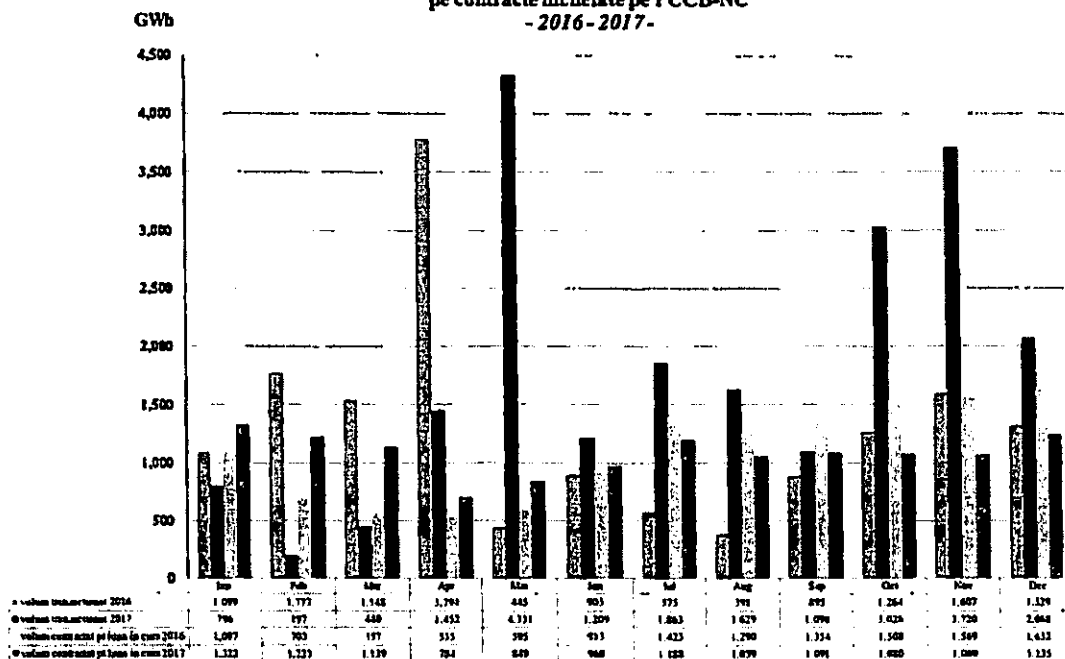
Cantitățile livrate lunar au evoluat între un minim de 1.449 GWh (31,1% din consumul intern) în luna februarie 2017 și un maxim de 2.585 GWh (cca. 52% din consumul intern) în luna decembrie 2017. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 155,95 lei/MWh (în luna aprilie 2017) și 176,54 lei/MWh (în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

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

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

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

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



*Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA
- prelucrare ANRE -*

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

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

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

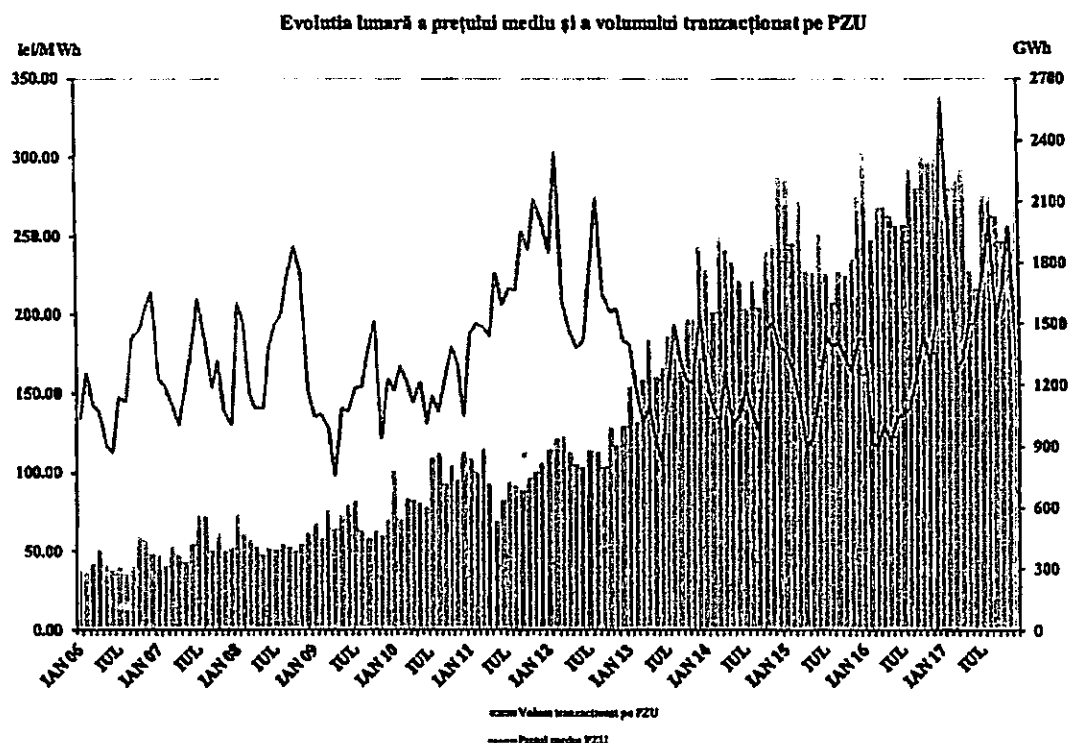
Vânzările furnizorilor pe PCCB-NC în 2017 au reprezentat cca. 39% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 178,50 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au vândut cca. 61% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 173 lei/MWh.

Piața pentru ziua următoare – PZU

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

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

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



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

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

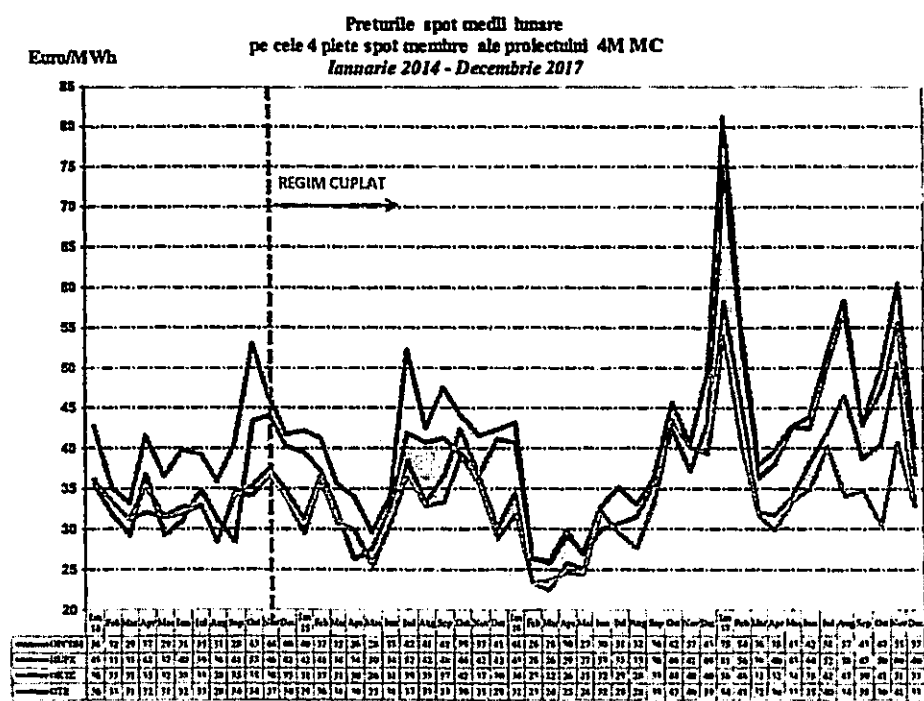
Începând din 19 noiembrie 2014, PZU din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel european, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa Price Coupling of Regions/PCR) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează

pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (*Euphemia*), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate.

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

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

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



Sursa: Informațiile publicate de OPCOM SA
— prelucrare ANRE —

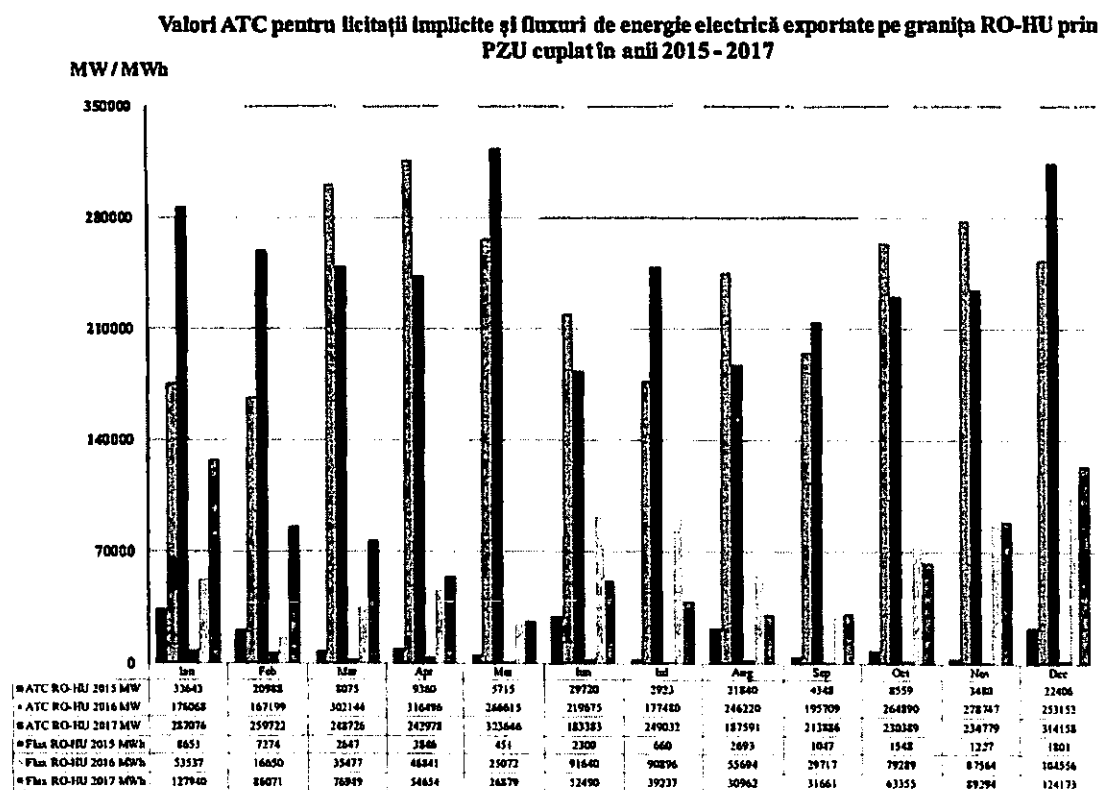
Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, respectiv transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii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

- alocarea pe PZU. Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria.

Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculată lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

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

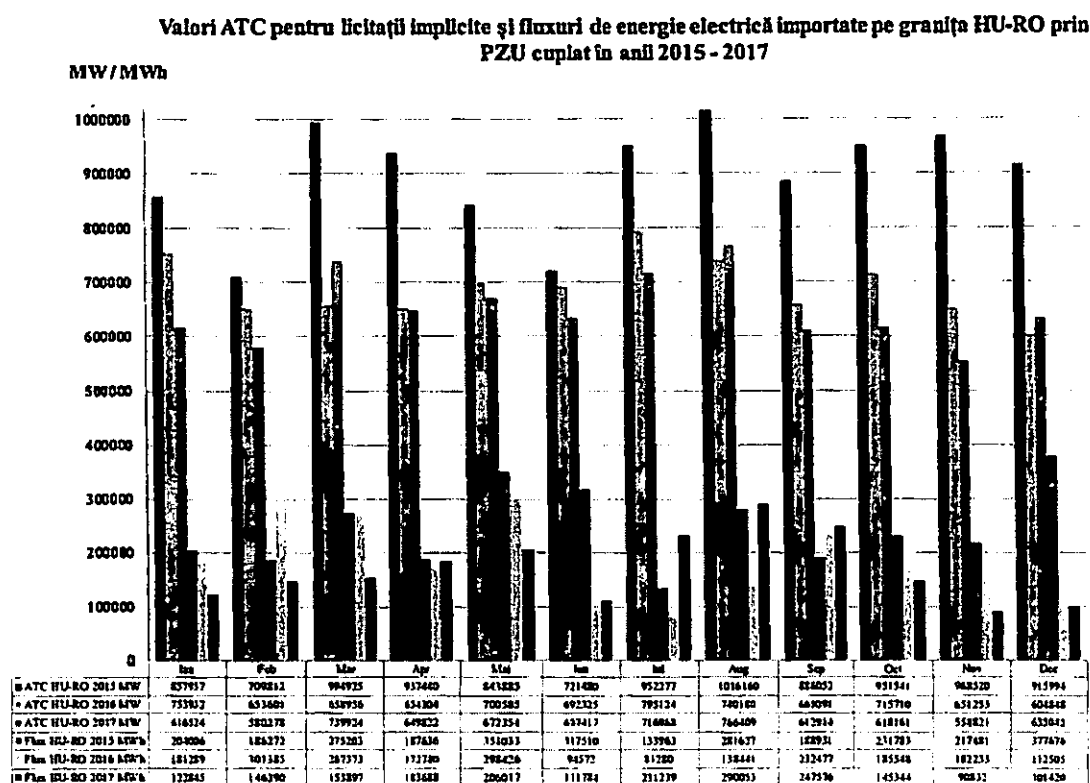
În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru export pe PZU și fluxurile de energie electrică exportate prin PZU cuplat în anii 2017, 2016 și 2015.



*Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA
- prelucrare ANRE -*

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

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pentru direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de "netting", au rezultat pentru anul 2017 valori mai mici pentru ATC alocat pentru PZU cuplat. În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru import pe PZU și fluxurile de energie electrică importate prin PZU cuplat în perioada 2015-2017.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

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

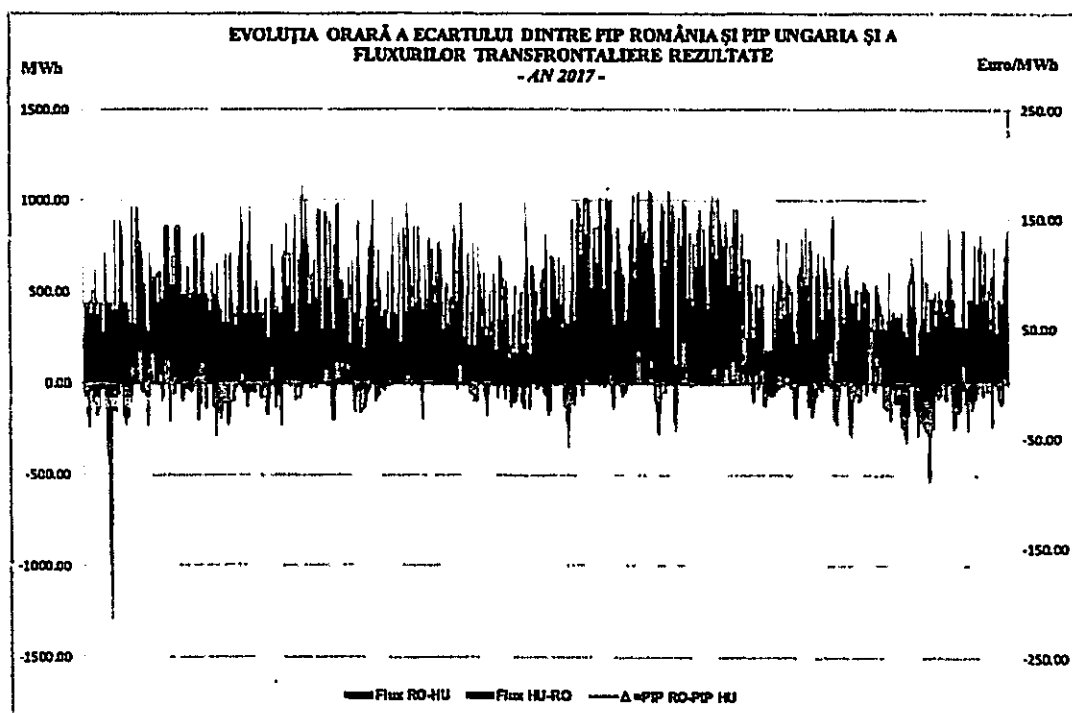
Cu toate că au existat oportunități de tranzacționare, reflectate în diferențe de preț între cele două zone, pe multe intervale orare nu s-au putut realiza schimburi transfrontaliere mai mari din cauza valorilor stabilite pentru ATC-ul orar pe cele două sensuri (export/import).

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

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

*Sursa: Date zilnice publicate de OPCOM SA
- prelucrare ANRE -*

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

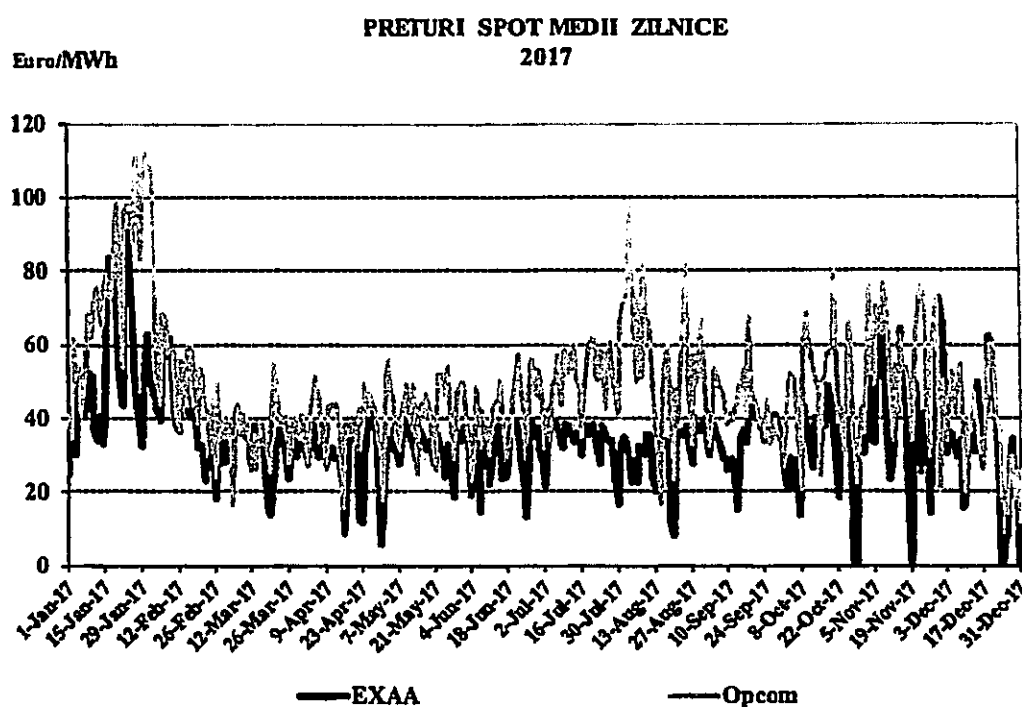


Sursa: Informații publicate de OPCOM SA - prelucrare ANRE

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

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

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



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

Piața intrazilnică – PI

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

Volumul de energie electrică tranzacționat în anul 2017 pe piața intrazilnică a fost de cca. 152 GWh, în creștere cu 16% față de cel din anul anterior și dublu față de cel din anul 2015. Volumele lunare din anul

analizat au depășit în majoritatea lunilor 10 GWh, cu un maxim de cca. 16 GWh în luna februarie 2017, în timp ce în lunile iunie și septembrie s-au tranzacționat volume mai reduse, în jurul a 8 GWh.

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

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

Piața de echilibrare – PE

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

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

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

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Tranelectrica SA
- prelucrare ANRE -

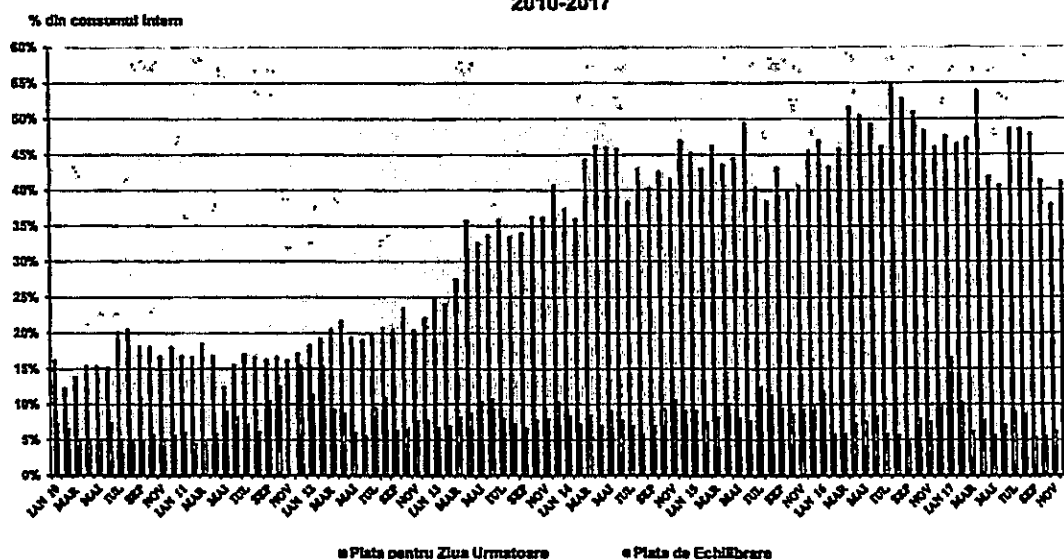
Valorile indicatorilor de concentrare indică, și în anul 2017, o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj și existența unui participant dominant pe tipurile de reglaj secundar și terțiar rapid. Față de anul 2016, se constată creșterea gradului de concentrare pe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

Volumele lunare înregistrate pe PE în 2017 s-au situat lună de lună mult sub cele tranzacționate pe PZU, diferențele cantitative variind în intervalul aproximativ de 1.400 - 2.000 GWh lunar. La nivel de an, volumul tranzacționat pe PE în 2017 a crescut cu cca. 12% față de anul anterior, în timp ce la nivel de volume lunare,

reiese faptul că diferențele față de 2016 se înregistrează și într-un sens și în celălalt, cele mai mari diferențe pozitive fiind cele din lunile de iarnă (ianuarie și februarie 2017) respectiv cele de vară (iulie și august 2017), perioade cu probleme determinate în special de condițiile meteo extreme.

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

Evoluția ponderii volumelor tranzacționate pe PZU și PE
2010-2017

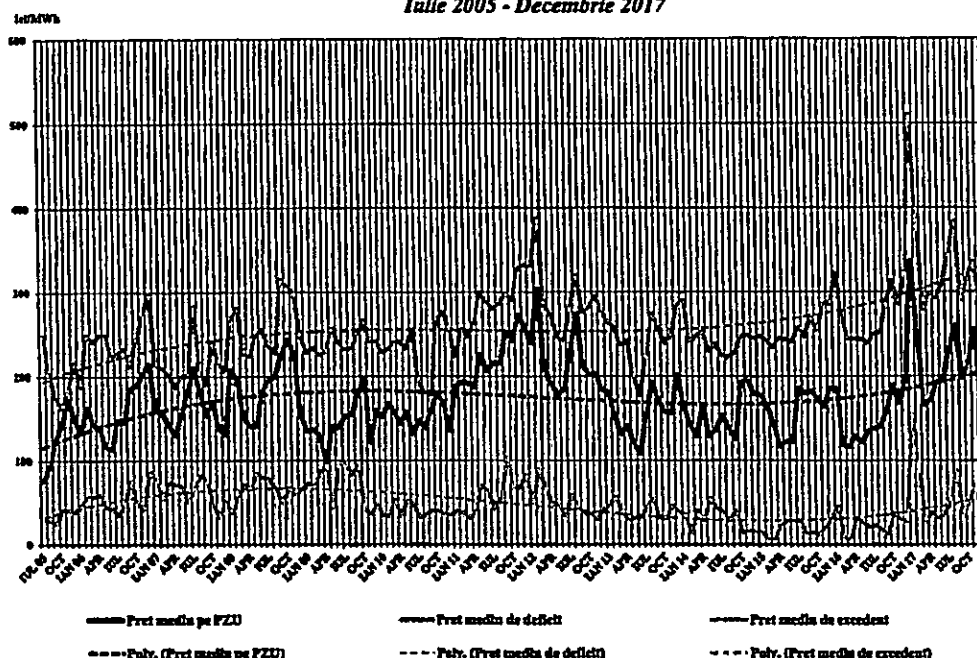


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA
- prelucrare ANRE -

Cel mai important furnizor de servicii de sistem pe reglajul secundar și terțiar rapid, producătorul Hidroelectrică, a funcționat în condițiile unui an hidrologic deficitar în special în lunile de vară, iar creșterea producției din surse regenerabile, cu caracter intermitent, ca urmare a intrării în exploatare comercială a numeroase parcuri eoliene și fotovoltaice, a condus la necesitatea echilibrării unor diferențe semnificative înregistrate pentru balanța producție-consum și încadrarea în valoarea soldului programat de către operatorul de sistem.

Se prezintă în continuare evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2017. Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare au fost de 336,19 lei/MWh pentru prețul de deficit (cu cca 24% mai mare decât cel înregistrat în anul 2016) și de 59,33 lei/MWh pentru prețul de excedent (de 2,5 ori mai mare decât cel din anul anterior). Valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.

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



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

Ca și în cazul prețului mediu pe PZU, valorile lunare maxime ale anului, atât în cazul prețului mediu de deficit, cât și al celui de excedent, au fost atinse în luna ianuarie 2017, în timp ce valorile minime pentru aceleași prețuri medii s-au înregistrat în luna martie a anului de analiză.

În anul 2017, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și din decontarea dezechilibrelor PRE a avut valori negative (semnificație de cost) în 5 luni, cu costuri suplimentare de peste 14,5 mil. lei lunar în ianuarie și februarie și costuri mai reduse, de 2,5 mil. lei respectiv 6 mil. lei în lunile iulie și august 2017. În lunile în care s-au înregistrat venituri suplimentare, valorile lunare au variat între 2-3 mil. lei, cu un minim în luna martie 2017 (cca. 740 mii lei). La nivel de an, valoarea cumulată a reprezentat un cost suplimentar (cca. 25,7-mil. lei).

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

Motivele pentru care s-au realizat reducerile de putere au fost necesitatea echilibrării balanței producție-consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj și sporadic pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 în condițiile indisponibilizării unor linii. Detaliile privind reducerile dispuse pe fiecare interval și centrală sunt oferite de CNTEE Transelectrica SA pe site-ul propriu la capitolul *Transparență/Echilibrare și STS*.

Pe parcursul anului 2017, CNTEE Transelectrica SA a identificat 3 participanți la piața de echilibrare care au îndeplinit condiția de publicare a ofertelor și tranzacțiilor, ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un anumit tip de reglaj și sens pe parcursul a 3 luni consecutive. Astfel, în fiecare lună au fost identificați producătorii Hidroelectrica SA (pentru reglajul secundar la creștere și scădere și reglajul terțiar rapid la creștere și scădere) și SNGN Romgaz SA (pentru reglajul terțiar lent la creștere). În plus, pentru primele 4 luni s-a adăugat producătorul OMV Petrom (pentru reglajul terțiar lent la scădere). Detalii sunt publicate pe site-ul propriu la capitolul *Transparență/Echilibrare și STS*.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

Participanții la piața de echilibrare care au furnizat în 2017 servicii tehnologice de sistem au fost Hidroelectrica SA, CE Oltenia SA, CE Hunedoara SA, Electrocentrale București SA, SNGN Romgaz SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL, Veolia Energie Iași SA, Bepco și Electroenergy Sud SRL, producătorii calificați pentru acest tip de servicii fiind aceiași ca și în anul anterior.

La nivelul anului 2017 volumul total achiziționat de CNTEE Transelectrica S.A. pe componenta concurențială a reprezentat cca. 71% din necesarul stabilit de UNO-DEN, fiind de 2,5 ori mai mare decât volumul achiziționat reglementat, aprobat prin decizii ANRE.

La nivel de tip de rezerve, cele mai mari volume pentru rezerva secundară și pentru cea terțiară rapidă au fost achiziționate pe contracte cu cantități și prețuri rezultate în urma licitațiilor zilnice, săptămânale și lunare (cca. 97% din întreaga achiziție anuală pentru fiecare din aceste tipuri de rezerve), în timp ce pentru terțiară lentă, achiziția reglementată a reprezentat 2/3 din totalul anual pe acest tip de rezervă.

Față de situația din 2016, proporția dintre reglementat și concurențial a rămas aproximativ aceeași (cca. 30%/70%) în favoarea componentei achiziționate în urma organizării de licitații.

Pe componenta reglementată a acestei piețe au participat 4 dintre furnizori (CE Hunedoara SA, Electrocentrale București SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL) care au încheiat contracte cu CNTEE Transelectrica în baza cantităților și prețurilor reglementate stabilite prin decizii ANRE.

Astfel, participarea CE Hunedoara SA la această piață, pe toate tipurile de rezerve, s-a realizat pe baza Deciziei președintelui ANRE nr. 1034/2016 (iulie 2016 - iunie 2017), continuată cu Decizia președintelui ANRE nr. 907/2017 (iulie - decembrie 2017), cu respectarea prevederilor H.G. nr. 138/2013 cu modificările din H.G. nr. 941/2014. De menționat este faptul că o parte din volumele contractate au fost cesionate către Hidroelectrica SA.

Achiziția pe componenta reglementată pentru rezerva terțiară lentă a mai fost asigurată prin decizii succesive pentru perioada 3 ianuarie -15 februarie, prelungită până la 15 martie 2017 pentru producătorii cu funcționare pe combustibil alternativ păcură, Electrocentrale București SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL, cu respectarea H.G. 844/2016 și H.G. 55/2017. Menționăm că o parte din cantitățile contractate au fost cesionate.

Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor pentru rezerva de reglaj secundar au variat pe parcursul anului, pornind de la prețuri în jurul valorii medii de 51 lei/h*MW în luna ianuarie 2017 și crescând lună de lună până în august, când s-au înregistrat prețurile medii lunare maxime pentru fiecare dintre producătorii care au licitat pentru acest tip de rezervă (cca. 78 lei/h*MW). Începând din luna septembrie, prețurile calculate la nivel lunar au început să scadă, pentru ca în luna decembrie să ajungă spre valori cuprinse în intervalul 66-68 lei/h*MW.

În cazul rezervei terțiare rapide, deși plaja de variație a prețurilor este mai mică, evoluția a fost de asemenea crescătoare, atingându-se cele mai mari prețuri medii lunare pe fiecare producător în luna august 2017, cu un preț maxim al anului de 47,48 lei/h*MW. Până la sfârșitul anului, prețurile medii individuale au urmat un trend descendent, prețurile lunii decembrie fiind apropiate de cele din ianuarie 2017 (în intervalul 36-38 lei/h*MW).

Prețurile lunare stabilite în urma licitațiilor pentru achiziția de rezervă terțiară lentă au variat semnificativ de-a lungul anului. Dacă la nivelul lunii noiembrie 2017, prețul cu care s-au câștigat licitațiile a fost de 4,34 lei/h*MW, în luna august s-a atins maximumul anului 2017, acesta ajungând până la aproape 52 lei/h*MW.

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

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

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

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

Pe componenta concurențială, ca și în anul precedent, dominantă a fost achiziția de la producătorul Hidroelectrică pentru rezerva secundară și cea terțiară rapidă și cea de la Romgaz în cazul rezervei terțiare lente. Pe lângă participantul dominant pe fiecare tip de rezervă, la licitațiile organizate au mai participat 3 producători în cazul rezervei secundare (CE Oltenia, Romgaz și Veolia Energie Prahova), 7 în cazul terțiarei

rapide (CE Oltenia, Romgaz, Electrocentrale Galați, Bepco, Electrocentrale București, Electroenergy Sud, Veolia Energie Iași) și 4 în cazul terțiarei lente (Electrocentrale Galați, CE Oltenia, Electroenergy Sud și Bepco), ponderile cantităților câștigate de aceștia pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem fiind însă mult mai mici. Detalii sunt publicate de CNTEE Transelectrica SA pe site-ul propriu la capitolul *Transparență/Echilibrare și STS*.

Alocarea capacităților de interconexiune

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

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

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

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

Pentru licitațiile organizate pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, s-a convenit pentru anul 2017 rezervarea unui procent din capacitatea de transport transfrontalieră pentru licitațiile zilnice, capacitatea oferită la licitațiile lunare fiind calculată ca 80% din minimumul capacităților disponibile ale subperioadelor din lună.

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

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

Pe granița cu Ucraina, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite pe termen lung, utilizarea acestor capacități fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina). Pe granița cu Republica Moldova, exportul de energie electrică se poate realiza în insulă de consum, cu acordul distribuitorului din zonă, în anul 2017 nefiind organizate licitații lunare pe această graniță.

Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice (organizată pentru șase sesiuni de licitație) utilizează principiul de "netting", iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Moneda de tranzacționare este euro.

Din datele publicate de CNTEE Transelectrica S.A. reiese faptul că cele mai mari prețuri la licitația anuală s-au înregistrat pe direcția export, similar anului anterior (între 2,21-2,82 euro/h*MW în funcție de graniță), în timp ce la import interesul participanților pentru obținerea de capacitate la nivel anual a fost restrâns (sub 0,5 euro/h*MW).

Prețurile stabilite în urma licitațiilor lunare au variat în funcție de direcție și graniță. Prețuri lunare semnificative s-au înregistrat pe granița cu Ungaria și Bulgaria. La licitațiile pentru importul din Ungaria prețurile lunare au fost sub 0,5 euro/h*MW, iar cele pentru export au variat în intervalul 0,87 - 7,78 euro/h*MW). Pe granița cu Bulgaria, în primele 6 luni, interesul participanților a fost mai mare pentru export (variind între 0,84 - 2,51 euro/h*MW), apoi s-a schimbat către import dinspre țara vecină, prețurile lunare rezultate din licitațiile lunare pe această relație crescând de la 2,05 în iulie la 6,21 euro/h*MW în decembrie.

Prețurile medii la licitațiile zilnice implicate pe granița cu Ungaria au atins cele mai ridicate valori în luna ianuarie 2017 (aproximativ 23 euro/h*MW) și noiembrie (20 euro/h*MW), în timp ce prețul congestiei a atins valori maxime orare în luna ianuarie (215,70 euro/h*MW, în data de 11.01.2017, intervalul orar 17:00-18:00). Valoarea maximă orară a prețului congestiei din noiembrie a fost de 88,53 euro/h*MW și s-a înregistrat în 30.11.2017.

Cele mai mari prețuri orare rezultate din licitațiile zilnice pe granița cu Bulgaria, s-au înregistrat pe direcția export în luna ianuarie 2017 (cca. 39 euro/h*MW) și octombrie (cca. 32 euro/h*MW), iar la import în lunile august (peste 57 euro/h*MW) și noiembrie (50 euro/h*MW). Pe granița cu Serbia, valori mari ale prețurilor orare au fost doar pe direcția export, maximele fiind în lunile decembrie (cca. 23 euro/h*MW) și octombrie (cca. 21 euro/h*MW).

La licitațiile intra-zilnice organizate pe granițele cu Ungaria și Serbia, prețurile orare au fost nule sau apropiate de zero în majoritatea intervalelor orare din an.

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

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

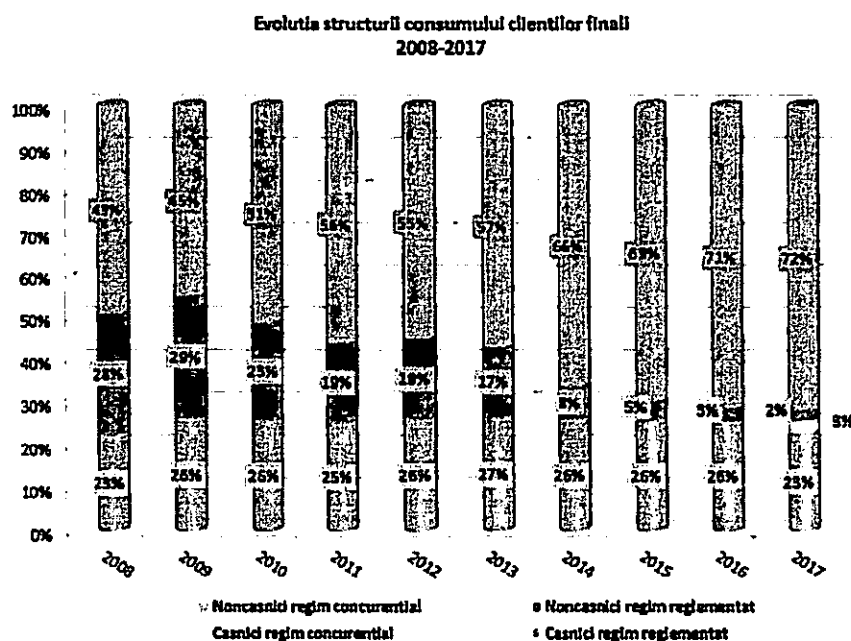
destinate remunerării participanților pornind de la principiul UIOSI, utilizat pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

Piața cu amănuntul de energie electrică

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

La nivelul întregului an, dintr-un consum final de cca. 48,4 TWh (cu 3% mai mare față de anul anterior), 35,8 TWh reprezintă cantitatea de energie electrică furnizată clienților finali noncasnici (74% din total), în timp ce clienții casnici au înregistrat un consum anual de 12,6 TWh (26%). Același raport (74% / 26%) se înregistrează între consumul destinat clienților alimentați în regim concurențial față de cel pentru cei alimentați reglementat (gradul real de deschidere a pieței cu amănuntul), cu 3 puncte procentuale mai mare decât cel din anul 2016.

În următorul grafic se prezintă structura consumului de energie electrică la clienții finali în perioada 2008-2017, calculată pe baza datelor colectate și prelucrate de ANRE. Menționăm că, începând cu luna ianuarie 2017, consumul clienților casnici transferați în piața concurențială este raportat distinct.

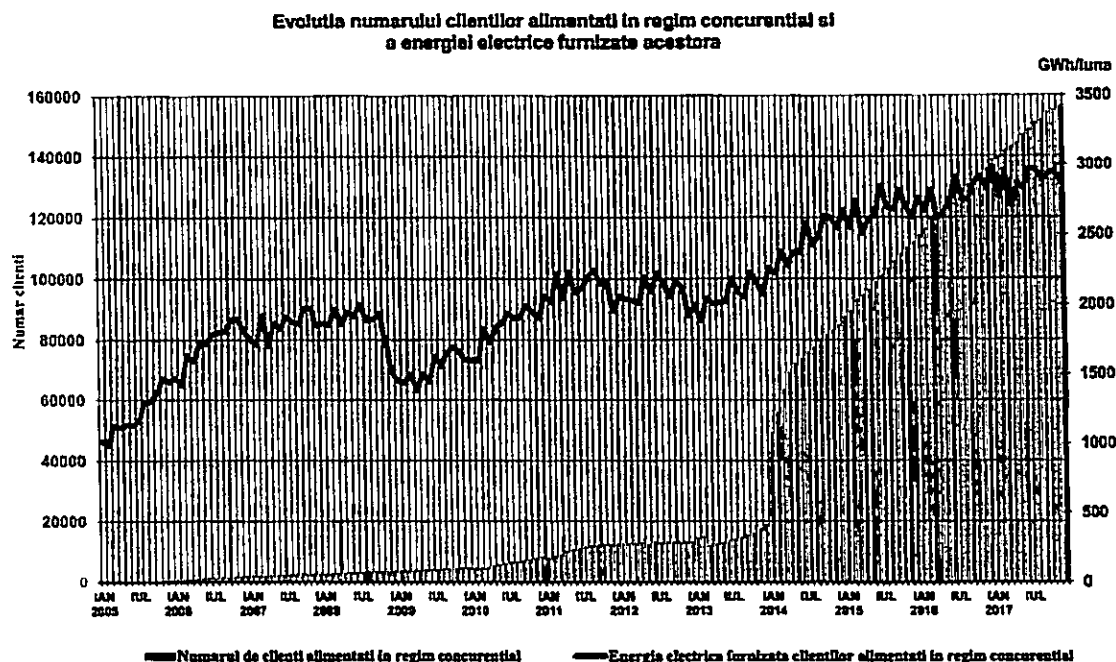


Notă: segmentul reglementat include energia electrică furnizată clienților finali la tarif reglementat, tarif CPC și tarif UI.

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -*

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

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



*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -*

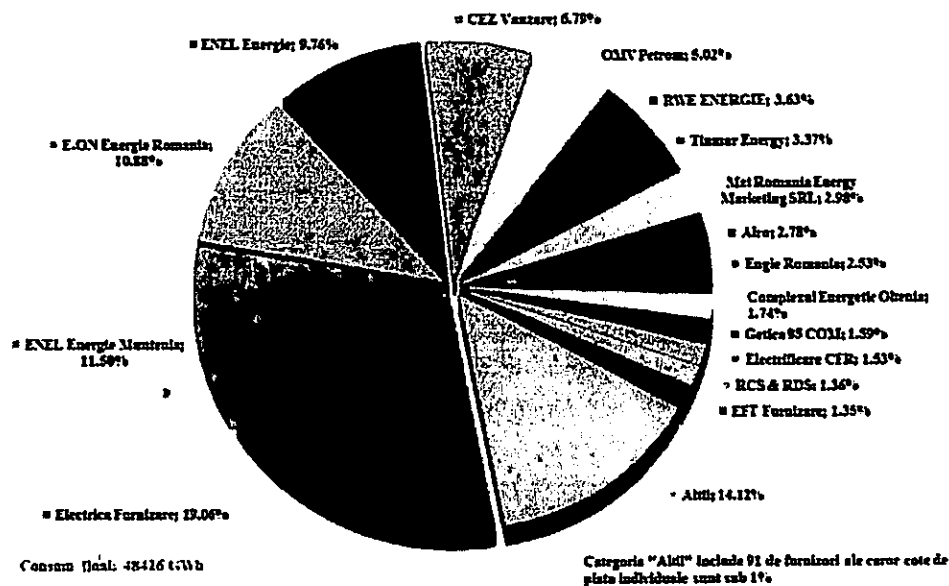
Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2010-2017 evidențiază existența unei piețe neconcentrate la nivelul fiecărui an, determinată de numărul mare de furnizori care au activat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

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

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -*

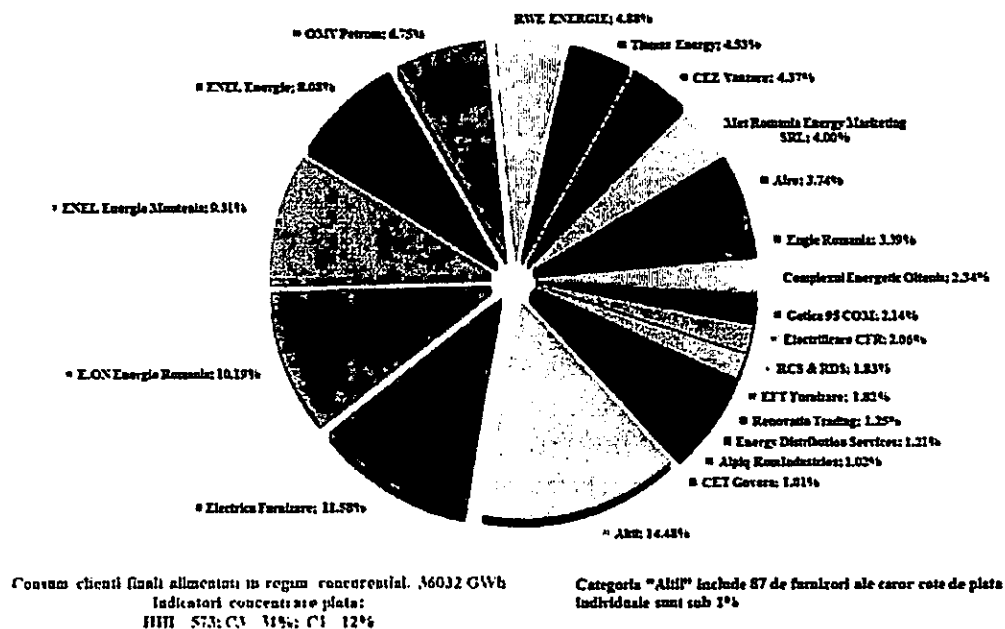
În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață pentru anul 2017 ale furnizorilor clienților finali, calculate la nivelul ansamblului pieței cu amănuntul de energie electrică și separat pentru componenta concurențială a acestei piețe.

Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pentru clienții finali
ANUL 2017



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

Cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pe piața concurențială
ANUL 2017



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

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

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

Pornind de la prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE, în anul 2017, culegerea datelor s-a făcut separat, pe tranșe de consum pentru furnizarea la clienții finali casnici, față de cei noncasnici. Încadrarea pe tranșe de consum, pentru ambele categorii, s-a realizat pe baza prognozei de consum anual, după cum este detaliat în tabelele următoare:

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

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

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

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

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

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

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

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

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

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

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

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

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

Indicatori 2017	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 (%)	61	43	34	28	34	42
C3 (%)	96	77	71	73	70	81
HHI	4680	2635	2079	2024	2100	2674
Consum (GWh)	403	402	258	207	97	1368

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor
- prelucrare ANRE -

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

Raportări

➤ Rapoarte de monitorizare piață reglementată

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

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

a) numărul mediu de locuri de consum deservite de FUI în anul 2016-2017

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

FUI	TOTAL număr mediu locuri de consum, din care:	număr mediu locuri de consum pentru clienți noncasnici				număr mediu locuri de consum pentru clienți casnici			
		Total, din care:	în regim cu SU	în regim fără SU	în regim UI, fără SU	Total, din care:	cu tarif social	[%] casnic cu tarif social/total casnic	
S.C. CEZ Vânzare S.A.	1.307.508 100,00%	8.048 0,62%	1.485	6.452	111.00	1.299.460 99,38%	168.034	12,93%	
S.C. E.ON Energie România S.A.	1.361.465 100,00%	18.512 1,36%	875	17.501	136,08	1.342.953 98,64%	239.920	17,87%	
S.C. Electrica Furnizare S.A.	3.402.213 100,00%	115.813 3,40%	31.173	84.256	385	3.286.400 96,60%	311.852	9,49%	
S.C. ENEL Energie S.A.	1.121.949 100,00%	30.961 2,76%	2.481	28.351	128	1.090.989 97,24%	82.672	7,58%	
S.C. ENEL Energie Muntenia S.A.	1.003.824 100,00%	19.867 1,98%	836	18.932	99	983.956 98,02%	18.844	1,92%	
TOTAL FUI - 2017	8.196.959 100,00%	193.201 2,58%	36.850	155.491	860	8.003.759 97,42%	821.322	10,26%	
TOTAL FUI - 2016	8.776.635 100,00%	226.011 3,25%	50.298	175.360	354	8.550.624 96,75%	937.337	10,96%	

Nota: Numărul mediu al locurilor de consum a fost determinat ca medie aritmetică a valorilor raportate lunar

b) cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali în anul 2017:

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

Structura vânzări la clienți - total FUI											
Tip clienți	Nivel tensiune	Tip indicator (cant. și pret)	[UM]	tarif reglementat		tarif CPC		tarif UI			Total FUI
				casnici		casnici	noncasnici cu SU	Total (CPC)	noncasnici fără SU	noncasnici în regim de UI și fără SU	
Clienți casnici	IT	Cantitate	[GWh]	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MT	Cantitate	[GWh]	1,53		7,88	0,00	7,88	0,00	0,00	9,41
		Preț mediu	[lei/MWh]	274,50		322,80	0,00	322,80	0,00	0,00	314,97
	JT	Cantitate	[GWh]	1.738,02		9.495,67	0,00	9.495,67	0,00	0,00	11.233,69
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,88		434,17	0,00	434,17	0,00	0,00	422,83
Clienți noncasnici	IT	Cantitate	[GWh]	17,39,95		9.503,55	0,00	9.503,55	0,00	0,00	11.243,10
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,87		434,07	0,00	434,07	0,00	0,00	422,74
	MT	Cantitate	[GWh]	0,00		0,00	0,00	0,00	0,454	1,320	1,77
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00		0,00	0,00	0,00	303,16	295,20	297,24
	JT	Cantitate	[GWh]	0,00		0,00	15,23	15,23	81,56	20,04	116,84
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00		0,00	311,39	311,39	336,99	341,01	337,78
Total	IT	Cantitate	[GWh]	0,00		0,00	0,00	172,93	845,66	13,23	1.031,83
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00		0,00	432,78	432,78	445,30	451,34	443,28
	MT	Cantitate	[GWh]	1,53		7,88	0,00	7,88	0,45	1,32	1,77
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00		0,00	0,00	0,00	303,16	295,20	297,24
	JT	Cantitate	[GWh]	1.738,02		9.495,67	15,23	9.510,90	81,56	20,04	126,25
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,88		434,17	311,39	315,28	336,99	341,01	332,89
Total	Total vânzări	Cantitate	[GWh]	1.755,41		9.503,55	15,23	9.518,78	845,66	13,23	12.265,51
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,88		434,17	432,78	434,14	445,30	451,34	424,55

FUI/ Vanzări la clienți finali										
Tip Clienti	Nivel tensiune	FUI Tip Indicator	[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM	Total FUI 2017	Total FUI 2016
Clienți casnici	IT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
	MT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,70 330,37	1,38 333,81	2,82 320,57	0,98 305,75	2,55 291,72	9,41 314,97	10,28 302,26
	JT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,688,03 438,35	1,515,42 453,10	4,494,76 423,05	1,684,43 412,23	1,891,04 395,43	11,233,69 422,83	12,043,46 411,65
	Total vanzare casnici	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,689,73 439,25	1,516,80 452,99	4,497,58 422,99	1,685,39 412,17	1,893,69 395,29	11,243,10 422,74	12,053,73 411,56
	IT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,32 295,20	0,00 0,00	0,00 0,00	0,45 303,16	0,00 0,00	1,77 297,24	0,69 269,84
Clienți noncasnici	MT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	4,11 369,71	5,29 366,34	41,71 351,54	12,85 334,15	62,88 315,33	116,84 334,34	161,22 315,68
	JT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	38,09 467,27	73,39 485,15	515,48 448,86	437,65 444,52	286,64 416,81	1,031,83 449,28	1,317,18 434,75
	Total vanzare noncasnici	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	42,21 466,91	78,68 491,30	567,23 440,40	140,50 438,67	349,52 400,01	1,150,44 443,98	1,478,99 421,73
	IT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,32 295,20	0,00 0,00	0,00 0,00	0,45 303,16	0,00 0,00	1,77 297,24	0,59 269,84
	MT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	5,82 353,94	6,67 359,62	44,63 349,58	13,81 332,18	55,42 314,24	128,25 332,89	171,48 314,87
Total	JT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,708,91 437,06	1,588,82 454,58	5,010,22 425,71	1,801,98 414,69	2,157,69 398,07	12,265,81 424,55	13,360,64 413,93
	Total vanzare	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,710,23 438,25	1,590,68 455,16	5,015,44 426,11	1,802,43 415,18	2,163,31 398,14	12,277,36 425,09	13,372,57 414,87
	IT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,32 295,20	0,00 0,00	0,00 0,00	0,45 303,16	0,00 0,00	1,77 297,24	0,59 269,84
	MT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	5,82 353,94	6,67 359,62	44,63 349,58	13,81 332,18	55,42 314,24	128,25 332,89	171,48 314,87
	JT	cantitate Pmed	[GWh] [GWh]	1,708,91 437,06	1,588,82 454,58	5,010,22 425,71	1,801,98 414,69	2,157,69 398,07	12,265,81 424,55	13,360,64 413,93

c) prețurile medii de achiziție de către FUJ a energiei electrice de pe piața angro:

Structură achiziție – total FUJ										
Tip tranzacție	Tip Indicator (cant. și preț)	[UM]	tarif reglementat		tarif CPC		tarif UI		Total (UI)	Total FUJ 2017
			cant. ei	canal	noncanal	Total (CPC)	noncanal	regim de UI și		
cumpărare pe contracte reglementate	Cantitate	[GWh]	1.741,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.741,31
	Preț mediu	[lei/MWh]	121,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,10
cumpărare pe contracte negociate bilaterale	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,00	0,32	0,32
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	79,45	0,00	79,45	79,45
cumpărare pe PCCB	Cantitate	[GWh]	0,00	944,07	20,27	964,33	344,30	5,19	349,49	1.313,82
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	238,37	224,37	228,29	184,33	173,99	184,17	221,65
cumpărare pe PCSU	Cantitate	[GWh]	0,00	5488,78	112,54	5601,32	0,00	0,00	0,00	5601,32
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	187,06	184,54	187,01	0,00	0,00	0,00	187,01
cumpărare FI	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	3,07	0,04	3,11	3,11
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	376,68	287,99	375,30	375,30
cumpărare PZU	Cantitate	[GWh]	3.066,46	38,83	3.105,29	3.144,12	410,70	17,33	428,04	3.649,63
	Preț mediu	[lei/MWh]	234,55	244,11	244,92	244,12	233,30	201,19	232,00	247,45
cumpărare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	181,14	490,04	5,55	676,73	233,56	13,12	246,67	823,39
	Preț mediu	[lei/MWh]	268,67	288,31	311,24	288,57	295,97	243,48	293,18	287,99
Total cumpărare	Cantitate	[GWh]	1.918,75	9.989,35	197,18	10.105,28	994,95	35,68	1.027,63	13.132,91
	Preț mediu	[lei/MWh]	133,04	213,44	210,32	213,38	231,44	212,87	230,80	203,01
vânzare PZU + FI	Cantitate	[GWh]	63,11	108,74	3,55	175,40	15,13	-0,13	15,27	190,66
	Preț mediu	[lei/MWh]	230,33	168,38	201,42	169,43	140,37	143,15	140,39	187,26
vânzare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	116,09	377,06	5,47	499,62	49,13	-0,96	50,09	548,71
	Preț mediu	[lei/MWh]	171,06	165,06	151,42	164,36	149,58	128,69	149,18	164,74
Total vânzare	Cantitate	[GWh]	179,21	485,80	9,02	684,81	64,26	-1,09	65,36	739,37
	Preț mediu	[lei/MWh]	191,94	165,80	171,10	165,90	147,41	130,47	147,12	170,55
TOTAL achiziție netă	Cantitate	[GWh]	2.138,96	10.475,15	206,20	10.690,31	1.059,21	34,59	1.093,80	12.393,54
	Preț mediu	[lei/MWh]	266,71	215,98	212,20	215,81	237,28	215,48	236,49	204,94

Referitor la prețul mediu de achiziție netă, se observă o creștere în anul 2017 față de anul 2016, de aproximativ 45 lei/MWh, cauzele fiind precizate la cap. III – Evoluția pieței de energie electrică.

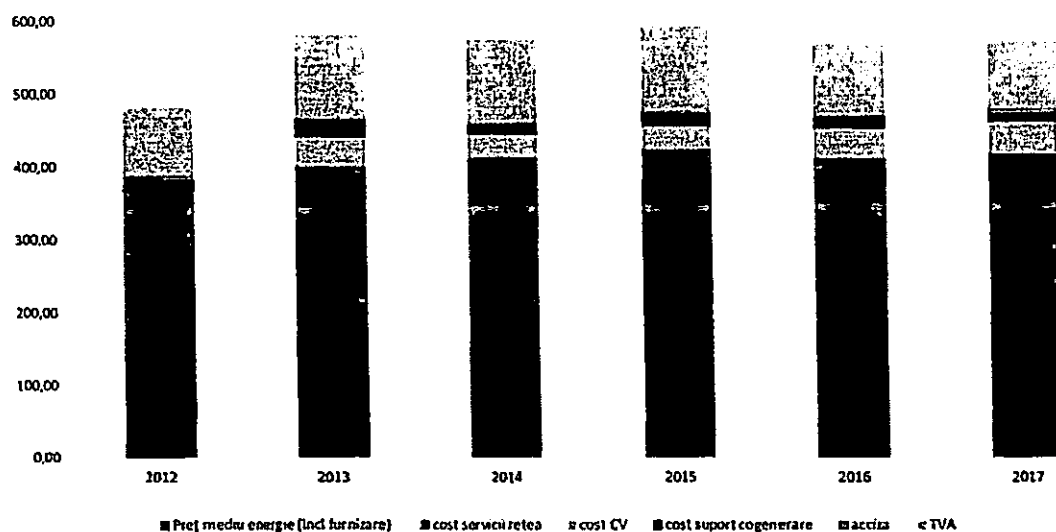
Creșterea prețului mediu de achiziție netă s-a reflectat și în evoluția prețului mediu de vânzare, care a înregistrat o creștere în anul 2017 față de anul 2016.

Tip tranzactie	Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM
Cump. contracte reglementate	cantitate	[GWh]	231,17	232,91	688,16	293,45	295,62
	Pmed	[lei/MWh]	104,47	118,44	105,28	131,73	160,52
Cump. pe contracte negociate	cantitate	[GWh]	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00
	Pmed	[lei/MWh]	79,45	0,00	0,00	0,00	0,00
Cumparare pe PCCB	cantitate	[GWh]	291,19	68,03	590,98	166,36	197,27
	Pmed	[lei/MWh]	216,81	210,70	218,73	217,83	210,61
Cumparare pe PCSU	cantitate	[GWh]	808,47	760,82	2.362,30	740,06	929,67
	Pmed	[lei/MWh]	189,88	189,65	186,33	186,85	184,22
Cumparare pe PI	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	1,21	1,90
	Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	382,34	371,12
Cumparare pe PZU	cantitate	[GWh]	373,05	552,52	1.433,66	623,70	666,69
	Pmed	[lei/MWh]	250,48	249,83	244,49	239,40	230,28
Cumparare pe PE	cantitate	[GWh]	134,44	53,82	203,76	168,40	262,98
	Pmed	[lei/MWh]	309,18	308,92	329,22	249,89	265,33
Total Cumparare	cantitate	[GWh]	1.839,64	1.666,10	5.278,86	1.993,18	2.354,13
	Pmed	[lei/MWh]	204,41	204,35	200,70	203,50	205,71
vanzare pe PZU	cantitate	[GWh]	-11,62	-16,06	-84,89	-46,34	-31,76
	Pmed	[lei/MWh]	108,16	235,57	166,71	207,42	217,31
vanzare pe PE	cantitate	[GWh]	-112,97	-56,56	-139,21	-130,61	-109,36
	Pmed	[lei/MWh]	176,76	135,45	137,16	190,31	172,07
Total vanzare	cantitate	[GWh]	-124,59	-72,62	-224,10	-176,95	-141,12
	Pmed	[lei/MWh]	170,36	137,59	148,35	194,79	182,25
Total activizant/pasant	cantitate	[GWh]	1.715,05	1.593,48	5.054,76	1.816,23	2.212,91
	Pmed	[lei/MWh]	204,41	204,35	200,70	203,50	205,71

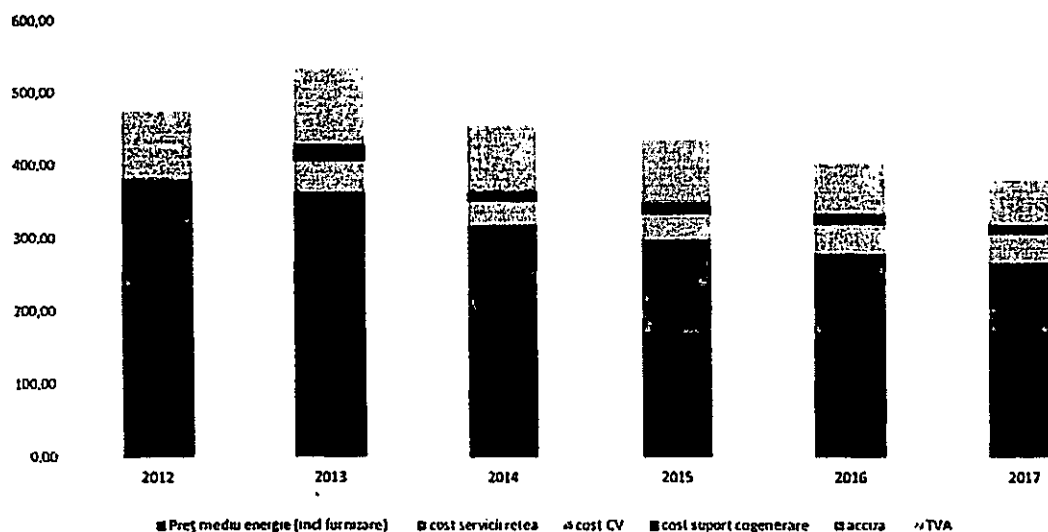
Analiza prețului mediu al energiei electrice facturate clienților finali

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

Preț mediu final facturat consumatorilor casnici



Preț mediu final facturat consumatorilor noncasnici



În anul 2017, prețul mediu de achiziție a energiei (inclusiv serviciul de furnizare) a avut o ușoară creștere față de anul anterior, compensată de scăderea tarifelor serviciilor de rețea. Pe ansamblul componentelor

a rezultat o foarte ușoară creștere a prețului mediu final pentru consumatorii casnici și o scădere pentru cei noncasnici, așa cum se poate constata și din tabelul următor:

	CLIENTI CASNICI			CLIENTI NONCASNICI		
	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
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

În ceea ce privește evoluția prețului mediu al energiei electrice din ultimii șase ani, se constată influența generată de apariția costurilor cu CV, trendul de scădere a prețului mediu de achiziție inclusiv furnizare pentru consumatorii noncasnici și trendul de creștere a aceluiași parametru în cazul consumatorilor casnici, ca urmare a eliminării graduale a componentei reglementate.

Se remarcă faptul că, în perioada 2013 - 2017, prețul mediu final cu/fără taxe la consumatorii casnici a variat foarte puțin, în timp ce prețul mediu final cu/fără taxe la consumatorii noncasnici s-a diminuat de la an la an.

II.3 Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție

II.3.1 Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție

3.1.1. Evoluția cadrului de reglementare privind monitorizarea stării tehnice a rețelele electrice de interes public în cursul anului 2017

În cadrul exercitării atribuțiilor ANRE de a asigura prin cadrul de reglementare obligații ferme ale operatorilor de rețea de a realiza atât lucrările de investiții cât și lucrările de mentenanță necesare menținerii rețelelor electrice la un nivel înalt de siguranță, fiabilitate și eficiență, după ce în anul 2016 a fost aprobată prin Ordinul nr. 8/2016 *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de*

investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice și prin Ordinele ANRE nr. 11 și 12/2016 *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* și, respectiv *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, în anul 2017 a fost aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 96/18.10.2017 Regulamentul de organizare a activității de mentenanță** (care reprezintă revizuirea regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 35/2002).

Scopul principal al acestui regulament a fost introducerea obligației operatorului de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție concesionari de a planifica și raporta realizarea programelor anuale de mentenanță în cadrul perioadei de reglementare. În cazul în care gradul anual de realizare a lucrărilor de mentenanță preventivă este mai mic de 90 % din valoarea planificată, operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție concesionari au obligația să prezinte analiza cauzelor și a efectelor nerealizării integrale a planului.

Regulamentul de mentenanță conține prevederi referitoare la obiectivele și responsabilitățile titularilor de licență în organizarea activității de mentenanță, precum și principiile de planificare pe categorii de lucrări a activității de mentenanță. Respectarea prevederilor Regulamentului reprezintă condiția de acceptare a activității de mentenanță, în cadrul analizelor și controalelor de verificare a conformității activității titularilor de licență care, potrivit legii, aplică tarife reglementate aprobate de ANRE. De asemenea, respectarea structurii minime a PAM prevăzută în *Regulament* este obligatorie pentru operatorul de transport și de sistem și pentru operatorii de distribuție concesionari.

3.1.2. Monitorizarea prognozei balanței dintre resursele și consumul de energie electrică pentru următorii 5 ani și estimarea evoluției siguranței alimentării cu energie electrică pentru o perioadă cuprinsă între 5 și 15 ani

3.1.2.1 Prognoza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani

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

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

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

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

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

		MW			
Putere netă în SEN		decembrie 2013 realizat	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1258	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe ulla	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	6500	6700
	• eolice	2451	3300	4200	4200
	• fotovoltaice	565	2000	2000	2200
	• biomasa	49	150	300	300
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]	20082	21555	25249	26582
6	Putere indisponibilă totală	6070	10188	11251	11688
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6585	7298	7511
	• Putere în reparație planificată	799	1328	1426	1595
	• Putere în reparație accidentală (după avarie)	1070	1083	1067	1121
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1461	1461
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	14012	21367	23998	24894
8	Consum intern net la varful de sarcină	8114	8330	8890	9750
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]	5898	3037	5108	5145
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-745	-800	-1200	-1200

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

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

		MW			
	Putere netă în SEN	decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe ulei	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	9065	5450	7150	8100
	• eoliene	2451	3300	4500	5000
	• fotovoltaice	565	2000	2200	2500
	• biomasa	49	150	450	600
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	Capacitatea de producție netă (5=1+2+3+4)	20082	21555	25899	27982
6	Putere indisponibilă totală	6070	10219	11823	12993
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7708	8371
	• Putere în reparație planificată	799	1328	1430	1603
	• Putere în reparație accidentală (după avarie)	1070	1113	1134	1258
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1551	1701
7	Puterea disponibilă netă asigurată (7=5-6)	14012	11337	14076	15048
8	Consum intern net la varful de sarcină	8114	8565	9450	10940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) (9=7-8)	5898	2772	4626	4108
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-745	-800	-1200	-1200

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

Integrarea centralelor eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare regenerabile, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcină parțială sau să fie oprite și apoi repornite. Este deci necesară instalarea în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a CEE și CEF are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

3.1.2.2. Estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă de 15 ani

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

Pentru orizontul de timp de până la 15 ani (2030), la nivel comunitar a fost elaborat „Planul European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani” („Ten – Year Network Development Plan” – TYNDP) din anul 2016, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentului (UE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

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

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

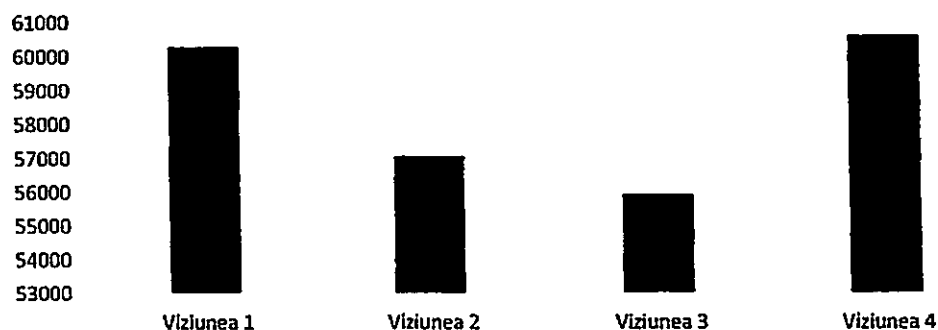
TYNDP 2016, precum și planurile naționale și regionale de dezvoltare a rețelelor electrice de transport cuprind scenariul de dezvoltare a rețelelor electrice pentru orizontul de timp 2030, luând în considerare patru viziuni pentru evoluția consumului, a capacității instalate și a energiei produse. Cele patru viziuni avute în vedere pentru anul 2030 au fost stabilite în funcție de politicile naționale și de țintele energetice ale Uniunii Europene referitoare la evoluția puterii instalate în centralele electrice bazate pe surse regenerabile de energie și scăderea emisiilor de carbon, după cum urmează:

Viziunea 1 "Slowest progress" și Viziunea 3 "National green transition" sunt construite pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și de sistem europeni;

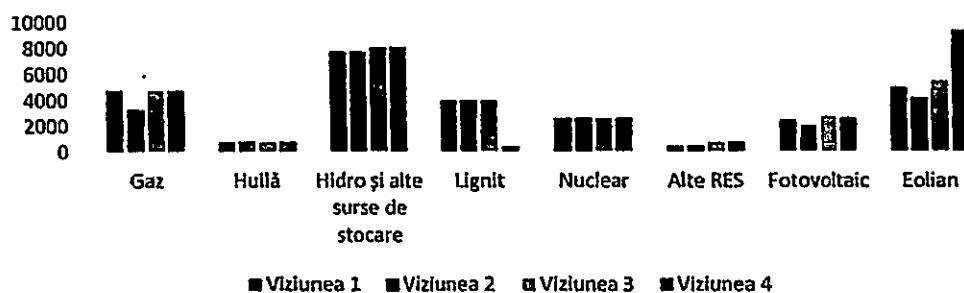
Viziunea 2 "Constrained progress" și Viziunea 4 "European green revolution" sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.

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

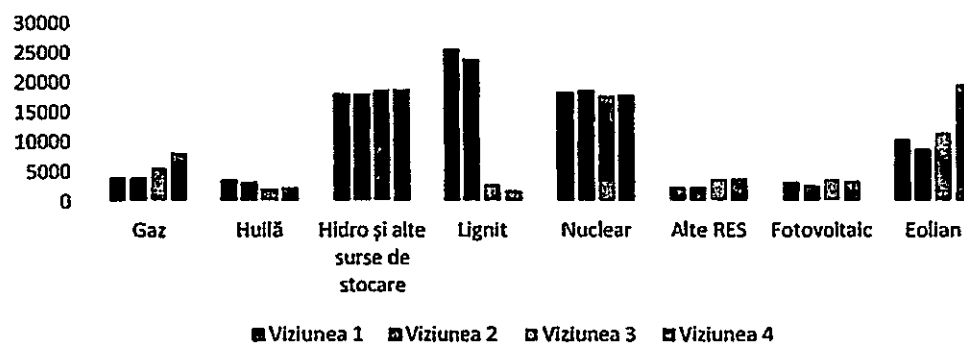
Proгноza consumului de energie electrică în anul 2030 [GWh]



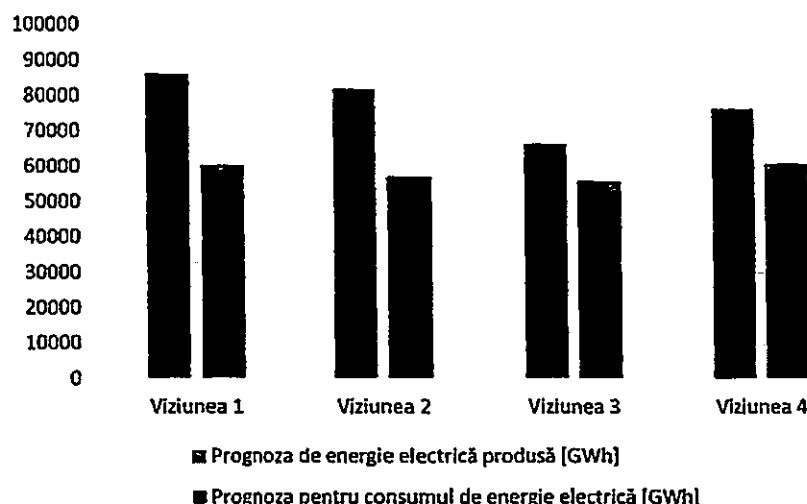
Capacitatea Instalată [MW]



Energia Produsă [GWh]



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



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

Rezultatele modelării arată că SEN nu se va confrunta cu deficit de producție și cu imposibilitatea asigurării integrale a rezervelor de capacitate, respectiv nu este compromisă securitatea aprovizionării cu energie electrică. Mai mult, în unele cazuri, SEN își menține capacitatea de asigurare a exporturilor, oferind reziliență țărilor vecine, afectate de aceleași condiții de stres.

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

3.1.3. Monitorizarea realizării investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în alimentare

În tabelul următor sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil în perioada 2015-2017, în GWh.

Tip combustibil	2015		2016		2017	
	brut	net	brut	net	brut	net
Cărbune	18.345	16.207	16.091	14.176	17.154	15.102
Hidrocarburi	9.399	8.756	9.960	9.266	10.803	10.041

Nucleară	11.638	10.665	11.286	10.368	11.509	10.561
Hidro	16.622	16.546	18.272	18.077	14.608	14.542
Eoliană	7.062	6.993	6.590	6.524	7.403	7.332
Biomasă	529	522	453	448	401	395
Fotovoltaică	2.003	1.982	1.820	1.802	1.870	1.850
Geotermală	-	-	-	-	-	-
Total	65.598	61.671	64.472	60.661	63.748	59.823

Structura puterilor instalate și disponibile, pe tipuri de combustibil în perioada 2015-2017, se prezintă în tabelul următor:

Tip centrală	Putere instalată [MW]			Putere disponibilă [MW]		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Cărbune	6.435	5.785	5.805	5.399	4.922	4.931
Hidrocarburi	5.575	5.487	5.495	3.931	3.738	3.703
Nucleară	1.413	1.300	1.300	1.413	1.413	1.413
Hidro	6.731	6.685	6.700	6.384	6.417	6.389
Eoliană	2.978	2.989	2.998	2.967	3.008	3.008
Biomasă	121	122	125	118	126	127
Fotovoltaică	1.301	1.346	1.314	1.262	1.304	1.319
Geotermală	0,05	0	0,05	-	-	-
Total	24.555	23.715	23.738	21.475	20.928	20.891

În tabelul următor este prezentată evoluția producției și a consumului de energie electrică în perioada 2015-2017, din care se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2017 față de cele aferente anului precedent:

Luna	Producție brută [GWh]			Consum brut [GWh]			Consum net [GWh]		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Januarie	6.226	6.279	6.468	5.551	5.630	5.896	5.023	5.217	5.441
Februarie	5.470	5.167	5.462	4.979	4.971	5.177	4.598	4.626	4.812
Martie	5.744	5.156	5.778	5.176	5.135	5.204	4.791	4.788	4.847
Aprilie	5.526	4.756	5.134	4.732	4.571	4.771	4.437	4.268	4.455
Mai	4.811	4.500	4.771	4.518	4.546	4.736	4.258	4.295	4.442
Iunie	4.311	5.126	4.881	4.450	4.565	4.659	4.202	4.258	4.367
Iulie	4.667	5.627	4.983	4.959	4.862	4.914	4.636	4.533	4.596
August	4.508	5.270	4.889	4.718	4.627	4.938	4.398	4.262	4.621
Septembrie	4.450	4.846	4.757	4.576	4.565	4.677	4.265	4.284	4.392
Octombrie	4.989	5.526	5.197	4.949	5.087	5.101	4.665	4.742	4.767
Noiembrie	5.142	5.819	5.402	5.019	5.258	5.277	4.634	4.883	4.912
Decembrie	5.409	6.399	6.026	5.242	5.638	5.502	4.847	5.226	5.116
Total an	57.740	64.472	63.748	58.869	59.455	60.852	54.754	55.382	56.768

În situația următoare se prezintă centralele puse în funcțiune în anul 2017, respectiv centralele retrase din funcțiune în anul 2017:

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data PIF
1	CET Bretea	hidroelectrică	2 x 6,282	18.05.2017 19.05.2017

Nr. Crt.	Denumire centrală	Tip centrală	Pi [MW]	Data retragerii
1	CET Gavana	hidrocarburi	6	22.09.2017

3.1.4. Măsurile întreprinse în anul 2017 pentru acoperirea vârfului de consum și pentru acoperirea deficitelor de energie

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

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

Pentru perioada de iarnă 2016-2017, OTS a analizat adecvanța SEN pentru situația cea mai defavorabilă, în contextul în care în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, se prevăzuse o creștere a consumului cu +2,8 % față de realizările perioadei similare a anului anterior iar pentru lunile ianuarie și februarie 2017, se prevăzuseră fenomene meteorologice caracterizate de temperaturi medii zilnice negative mai multe zile consecutiv, de sub -20°C. În urma acestei analize, OTS a propus măsuri necesare pentru acoperirea vârfului de consum și a deficitelor de energie în iarna 2016-2017, care au fost aprobate prin *Hotărârea de Guvern nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național.*

Prin respectiva H.G. s-a stabilit ca OTS să achiziționeze în perioada 3 ianuarie -15 februarie 2017, ulterior prelungită până la 15 martie 2017 prin Hotărârea de Guvern nr. 55/2017 pentru modificarea Hotărârii de Guvern nr. 844/2016, de la producătorii Electrocentrale București S.A., Electrocentrale Galați S.A. și Veolia Energie Prahova SRL cantități de rezerve de putere, suplimentar față de cele stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, furnizate cu grupuri funcționând cu combustibil alternativ păcura.

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

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

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

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

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

3.1.5. Monitorizarea planificării punerii în funcțiune de noi capacități de producție

Analiza planificării punerii în funcțiune a noilor capacități de producere se realizează de către OTS în cadrul Planului de dezvoltare a RET pe 10 ani. Conform informațiilor prezentate în cadrul acestui plan pentru perioada 2016-2025, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durata de viață normată

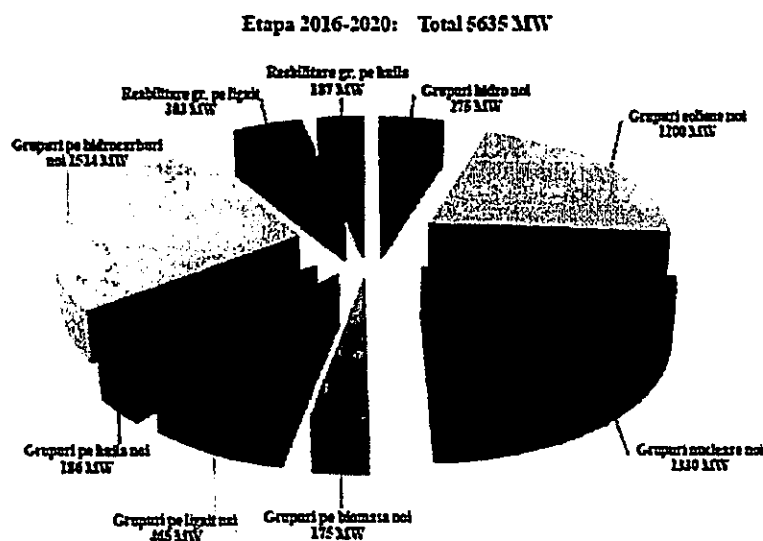
depășită. Au fost realizate lucrări de re tehnologizare și/sau modernizare pentru grupuri termoelectrice din SEN, dar nu toate sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră care să le permită încadrarea în normele impuse de Uniunea Europeană privind emisiile de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberi provenite de la instalațiile mari de ardere.

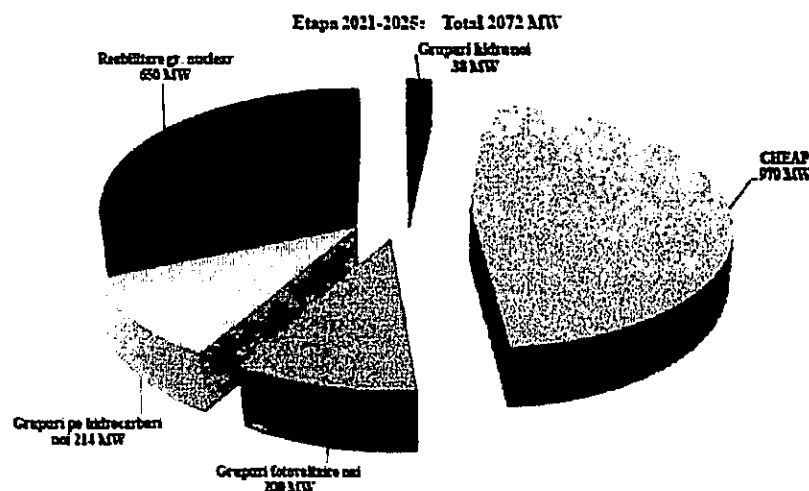
Scenariul de referință analizat în cadrul planului de dezvoltare a RET, caracterizat prin creșterea consumului de energie electrică cu 4,6 % până în anul 2020 și cu încă cca. 8 % până în anul 2025, a luat în considerare retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice totalizând 2.082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

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

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

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





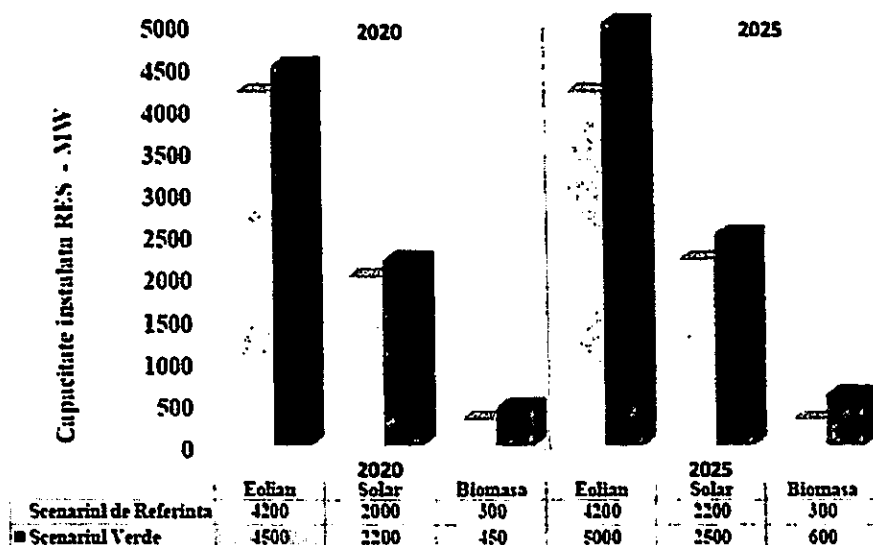
Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 includ:

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

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

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

Suplimentar față de prognoza punerii în funcțiune de noi capacități de producere în scenariul de referință, se prognozează următoarea evoluție în ceea ce privește capacitatea instalată în surse regenerabile de energie care va avea loc în așa numitul scenariu verde, respectiv în condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei):



3.1.6. Monitorizarea nivelului de siguranță în funcționare a rețelelor electrice

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

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

3.1.7. 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.

3.1.7.1. 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)	
		2016	2017
1	750	3,108	3,108
2	400	4915,2	4915,2
3	220	3875,6	3875,6
4	110	40,4	40,4

Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)	
		2016	2017
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	

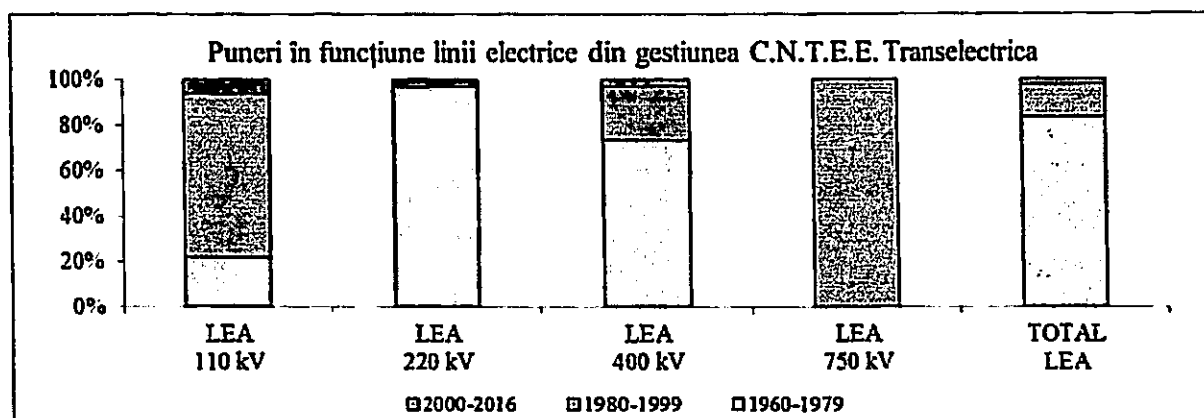
Notă: Linii cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

Durata de funcționare a capacităților RET se prezintă în tabelele următoare:

a) 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	73,5%	-	0%	7387	83,6%
1980-1999	29,1	72%	61,1	1,6%	1150,07	23,4%	3,11	100%	1243	14,1%
2000-2017	2,42	6%	50,3	1,3%	151,5	3,1%	-	0%	204	2,3%



Din totalul lungimii LEA, 83,6 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14,07 % între anii 1980 și 1999, iar cca. 2,3 % după anul 2000. Se constată un procent redus de puneri în funcțiune a LEA după anul 2000.

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

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad de utilizare (%)	1960-1979	110,42	95,97	95,43	-	95,7
	1980-1999	61,22	75,00	69,63	64,58	68,7
	2000-2017	8,33	18,18	16,62	-	16,9

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.

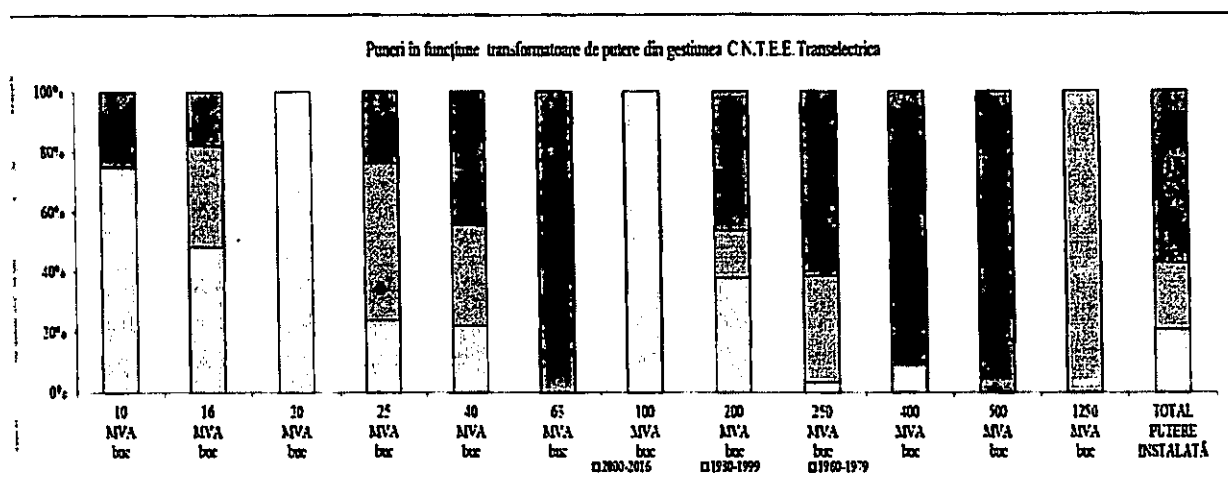
Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad de utilizare foarte ridicat, de 95,7 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,6 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

b) transformatoare și autotransformatoare:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trazo [MVA]												TOTAL	
		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 MVA	20,7%
	1980-1999	-	11	-	13	3	-	-	13	11	-	-	2	8471 MVA	22,1%
	2000-2017	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	21902 MVA	57,2%

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



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

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată, de 24 ani, conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe și este prezentat în continuare.

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo (MVA)												Total
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250	
Grad de utilizare [%]	1960-1979	182,64	176,04	229	179,17	183,33	-	171	178,6	158	181,25	-	-	>100 %
	1980-1999	-	130,3	-	136,86	127,78	-	-	136,9	119,7	-	-	131,25	
	2000-2017	12,5	19,44	-	11,11	26,04	20,83	-	31,47	37,94	41,66	50,69	-	

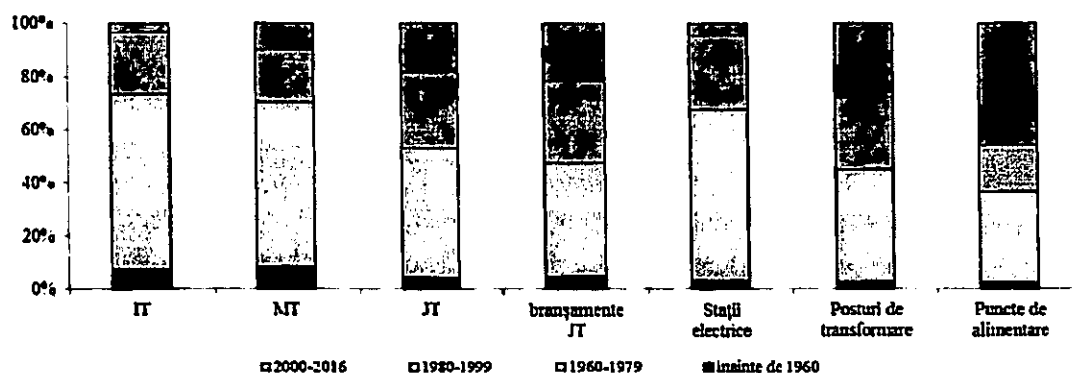
Se constată că cca. 43 % din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare (puneri în funcțiune înainte de anul 2000) au durata de funcționare depășită. Pentru restul de transformatoare / autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 33 %.

3.1.7.2. Volumul și vechimea rețelelor de distribuție a energiei electrice

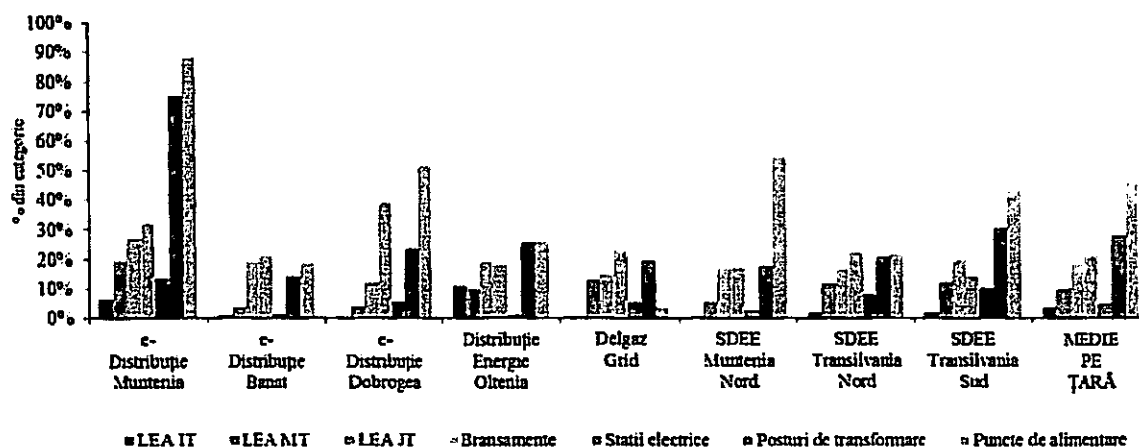
Rețelele electrice de distribuție cuprind următoarele capacități la nivel agregat pe țară, după durata de funcționare:

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

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



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



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

Liniile electrice de transport și liniile electrice de distribuție de înaltă tensiune puse în funcțiune după anul 2000 au pondere mică, în medie sub 4 %, în lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice. *Liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv brânșamente)* puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, care ajunge până la 10 % pentru medie tensiune și 20 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația *transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS*, se constată că un procent de 57 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000. Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 5 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 28 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice.

Având în vedere că doar o mică parte din capacitățile energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată, ANRE a solicitat operatorilor de rețea aplicarea unor programe consistente de re tehnologizare 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.

3.1.7.3. Realizarea programelor de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță în RET în anul 2017 de către Transelectrica S.A., pe tipuri de lucrări se prezintă în tabelul următor:

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]	
Majoră	Reparatii Capitale (RK)	32	46,9	61	64,28
	Reparatii Curente (RC)	37		65	
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	64	82,4	82	80,05
	Inspecții tehnice (IT)			99	
	Lucrări speciale (LS)			75	
	Materiale			29	
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)			89	
	Revizii tehnice (RT)			97	
Total		54	66	74	

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

Categorie	Realizare program în anul 2015 [%]	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]
Stații	65	75	77
LEA	41	53	70
Transformatoare/Autotransformatoare	65	86	81
Clădiri	44	64	50
Total	54	66	74

În anul 2017, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 74 %, comparativ cu valoarea de 66 % a anului anterior.

Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanța minoră, respectiv 80 % față de program, în timp ce programul de mentenanță majoră (RK și RC) a fost realizat în proporție de 64 %.

Mentenanța majoră se realizează în baza unor contracte atribuite prin proceduri de achiziție cu respectarea legislației achizițiilor sectoriale în vigoare, respectiv Legea 99/2016 privind achizițiile sectoriale și H.G. 394/2016 privind normele de aplicare a acestei legi.

Gradul de realizare mai redus al programului de mentenanță majoră este cauzat conform explicațiilor OTS de dificultăți în obținerea autorizațiilor de construire și a avizelor necesare, precum și de dificultățile în desfășurarea procedurilor de achiziție publică. Pe de altă parte, se constată că valorile adjudecate în urma procedurilor de achiziție și a încheierii contractelor de execuție, respectiv valorile decontate au fost mai mici decât cele estimate și planificate în programul de mentenanță. În multe cazuri, lucrările au fost întârziate ca urmare a neacordării retragerilor din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET sau a condițiilor meteorologice nefavorabile executării lucrărilor.

Mentenanța minoră preventivă s-a realizat în anul 2017, conform explicațiilor OTS în proporție de peste 97 %, iar mentenanța minoră corectivă s-a realizat în proporție de 82 % față de valoarea programată.

Achiziția și montajul echipamentelor a înregistrat întâzieri și ca atare un grad redus, de 29 % de realizare față de valoarea de program, ca urmare a întâzierilor în întocmirea documentației de achiziție publică.

OTS apreciază că impactul nerealizării integrale a programului de mentenanță asupra siguranței SEN și a nivelului de calitate a serviciului de transport și de sistem este nesemnificativ pe termen scurt și mediu. ANRE consideră că nerealizarea lucrărilor de mentenanță afectează starea RET și din acest motiv, a luat măsuri menite să oblige OTS la realizarea integrală a lucrărilor de mentenanță preventivă programate.

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

e-Distribuție Muntenia

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

Programul de mentenanță a fost realizat de e-Distribuție Muntenia în proporție de 95,62 % din valoarea programată în anul 2017. Din lucrările realizate, 47,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 52,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Banat

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

Programul de mentenanță a fost realizat de e-Distribuție Banat în proporție de 85,9 % față de valoarea programată pentru anul 2017. Din lucrările realizate, 47,11 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 52,89 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Dobrogea

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

Programul de mentenanță a fost realizat de e-Distribuție Dobrogea în proporție de 79,1 % din valoarea programată pentru anul 2017. Din lucrările realizate, 58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Distribuție Energie Oltenia

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

Programul de mentenanță a fost realizat de Distribuție Energie Oltenia în proporție de 105,3 % față de valoarea programată pentru anul 2017. Din lucrările realizate, 69,58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30,42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Delgaz Grid

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

Programul de mentenanță a fost realizat de Delgaz Grid în proporție de 102 % din valoarea programată pentru anul 2017. Din lucrările realizate, 46,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 53,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

SDEE Muntenia Nord

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

Programul de mentenanță a fost realizat de SDEE Muntenia Nord în proporție de 92,23 % din valoarea programată pentru anul 2017. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 65,74 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 34,26 % a reprezentat mentenanța corectivă.

SDEE Transilvania Nord

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)
LN1	Lucrări Operative	102,6	94,5
	Control Periodic	78,1	77,2
LN2	Revizie Tehnică	49,6	32,7
	Intervenții accidentale	102,2	118,2
LN3	Reparații de grad I	56,1	50,6
	Reparații Accidentale	121,8	191,6
LN4	Reparații de grad 2	0	74,6
TOTAL		88,6	101%

Programul de mentenanță a fost realizat de SDEE Transilvania Nord în proporție de 101 % din valoarea programată pentru anul 2017. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 53,3 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 46,7 % a reprezentat mentenanță corectivă.

SDEE Transilvania Sud

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

Din totalul realizărilor programului de mentenanță al SDEE Transilvania Sud, 32,61 % din totalul valorii programate pentru anul 2017 a reprezentat mentenanța preventivă iar 67,39 % a reprezentat mentenanța corectivă.

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

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

ANRE monitorizează evoluția stării tehnice a rețelelor pe baza analizării parametrilor de calitate a serviciului de transport și de sistem, respectiv de distribuție, prevăzuți în standardele de performanță a serviciilor în vigoare. Suplimentar, autoritatea poate lua măsuri prin modificarea cadrului de

reglementare și a acționat în acest sens, prin obligarea operatorilor de rețea de a plăti utilizatorilor compensații penalizatoare pentru serviciul prestat la un nivel de performanță sub cel garantat, asumat contractual, precum și prin înăsprirea condițiilor de recunoaștere a costurilor aferente în tarifele reglementate.

3.1.8.1. Indicatorii de performanță generali și de continuitate ai serviciului de transport al energiei

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, este prezentat mai jos.

Anul 2017	Total
Energia electrică introdusă în RET (MWh)	44.337.016
Energia electrică extrasă din RET (MWh)	43.372.106
Consumul propriu tehnologic în RET (MWh)	964.910
Consumul propriu tehnologic în RET (%)	2,176

În tabelul următor este prezentată o situație comparativă a indicatorilor precizați mai sus în perioada 2013-2017:

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

Energia intrată în conturul RET în anul 2017 a crescut cu 1,66 % în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net cu cca. 2,31 %, al creșterii cu 0,9 % a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET, al creșterii fluxurilor fizice de import cu cca. 39 % (895 GWh). Consumul propriu tehnologic aferent RET a scăzut cu 4,68 % în raport cu anul precedent. Factorii care au contribuit la reducerea pierderilor au fost distribuția favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune din nord-vestul țării și reducerea pierderilor corona pe liniile electrice, pe fondul condițiilor meteorologice favorabile.

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

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

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

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate din timpul mediu total de întrerupere este de 7,4 % în cazul liniilor electrice și de 10,2 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul total de ore de funcționare dintr-un an, INDLIN reprezintă 1,8 %, iar INDTRA reprezintă 2,1 %.

Indicatorul INDLIN pentru întreruperile neplanificate ale liniilor electrice, s-a degradat în perioada 2013-2015 și a înregistrat o îmbunătățire în perioada 2015-2017. În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor, în anul 2017 se constată o creștere a valorii indisponibilității peste media ultimilor ani.

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

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

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

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

	2013	2014	2015	2016	2017
ENS (MWh)					
e. 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⁾
AIT (min/an)					
e. 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⁾

Notă:

- 1) Raportările anilor 2013-2015 au fost bazate pe Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, care nu includea acest capitol.
- 2) Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Pentru 2012-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

La nivelul anului 2017 se constată menținerea trendului de degradare a indicatorilor ENS și AIT de continuitate a serviciului, din categoria întreruperilor cauzate de OTS.

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

3.1.8.2. Indicatorii de performanță generali ai serviciului de sistem

În anul 2017 nu s-a solicitat/acordat *ajutor de avarie*;

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

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

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

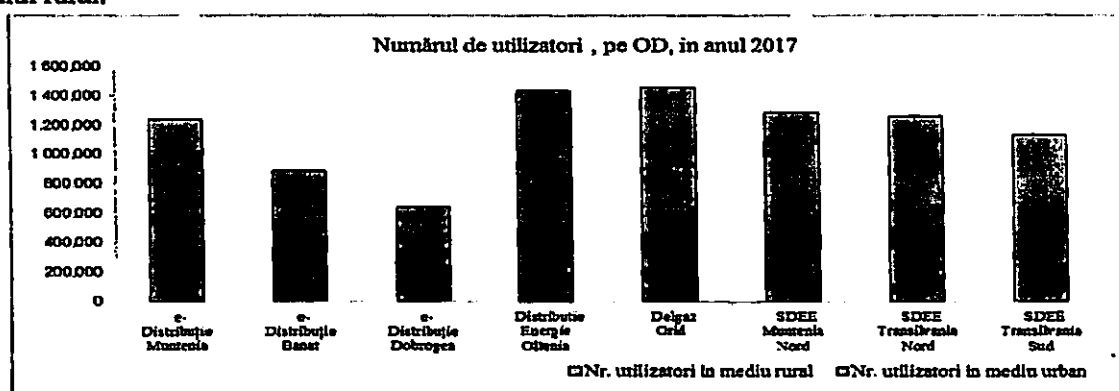
Coordonarea funcționării SEN este prezentată în tabelul următor

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED

Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh] în anul 2016	0	21.038	289
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea [MWh] în anul 2017	0	2.553	114

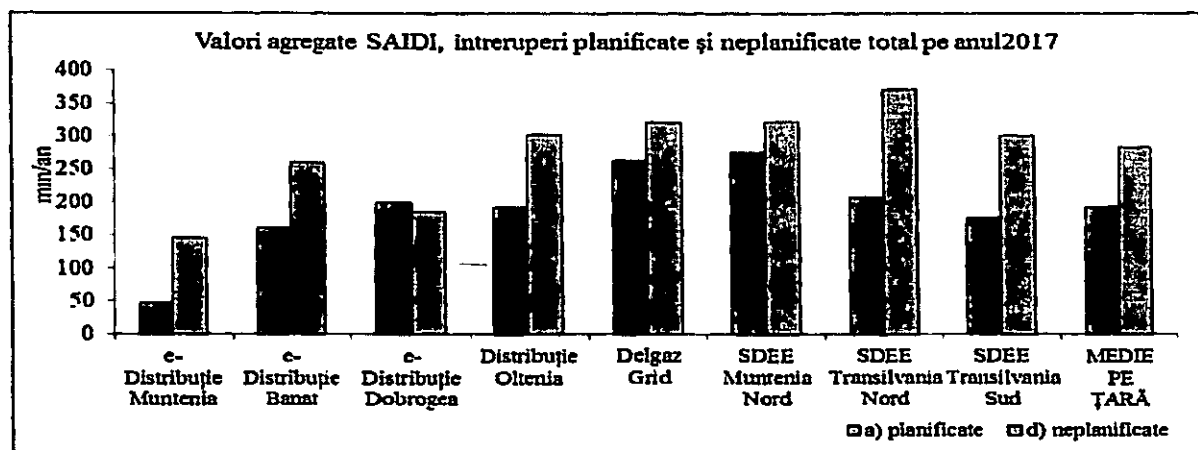
3.1.8.3. Indicatorii de continuitate ai serviciului de distribuție a energiei electrice:

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



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

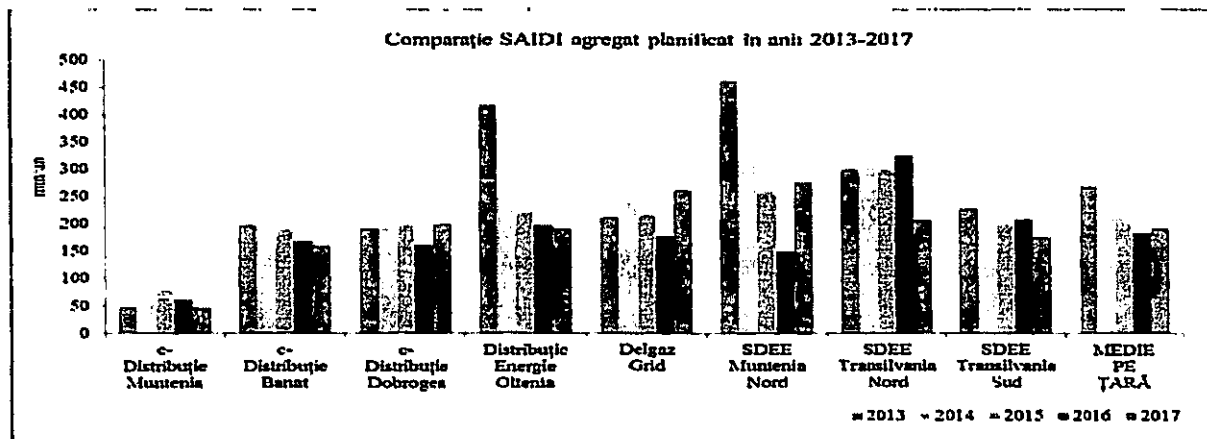
OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate (a)[min/an]	46.57	160.73	199.89	192.80	261.69	276.07	207.82	176.99	193.10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

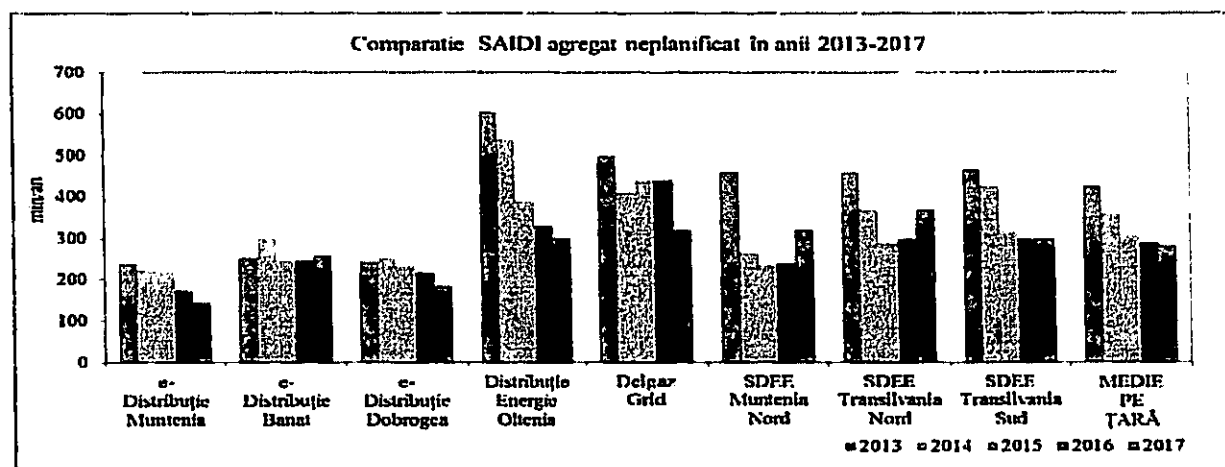


La nivel agregat pe țară, SAIDI întreruperi planificate înregistrează în anul 2017 o creștere a valorii medii la 193,1 min/an față de valoare de 183,5 min/an în anul 2016. Tot la nivel agregat pe țară, SAIDI întreruperi neplanificate (caz d) înregistrează în anul 2017 o scădere nesemnificativă la valoarea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

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

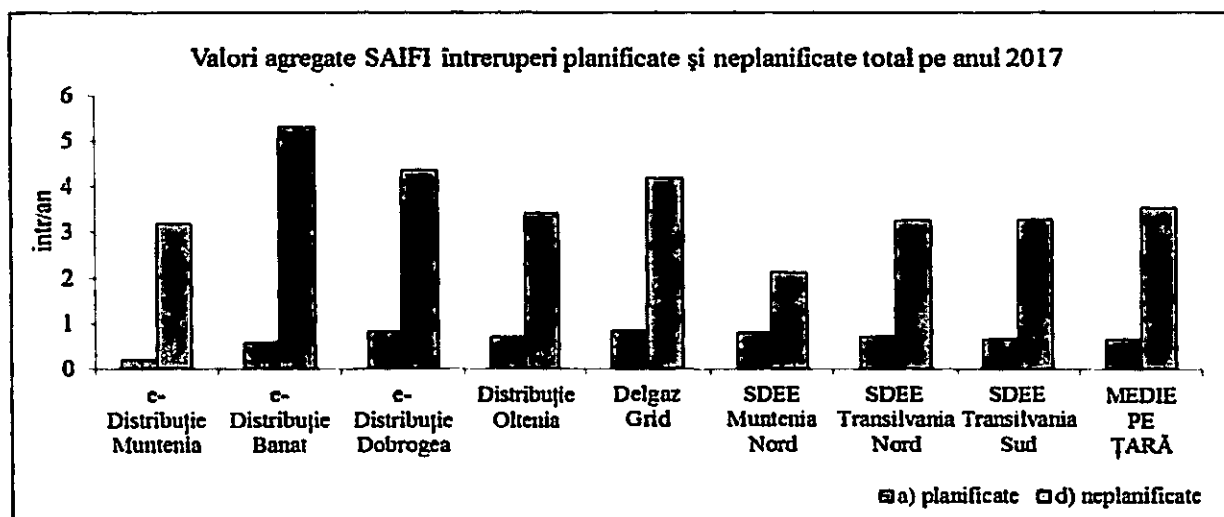
An	2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI întreruperi planificate (a) [min/an]	270	230	211	184	193
SAIDI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	427	361	308	290	284





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

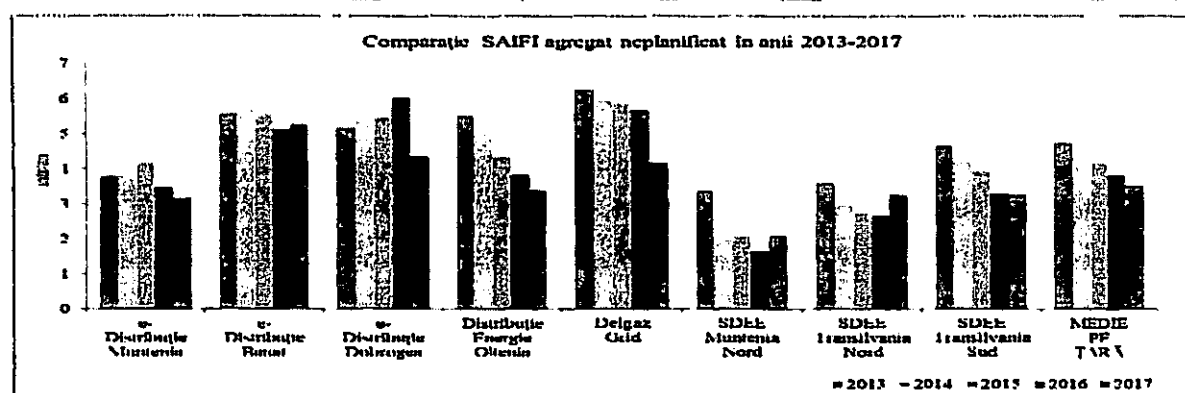
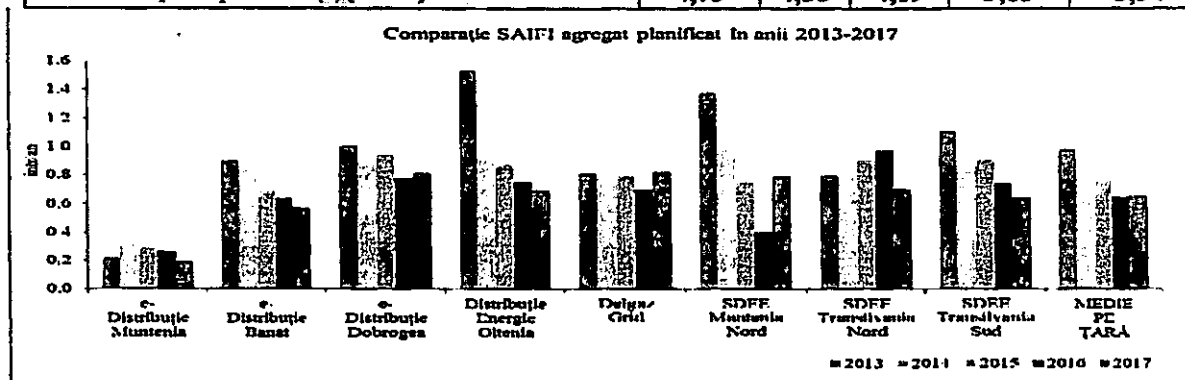
OD	c-Distribuție Muntenia	c-Distribuție Banat	c-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate (a) [intr/an]	0,19	0,58	0,82	0,70	0,83	0,80	0,71	0,65	0,66
SAIFI întreruperi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



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

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

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



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

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

II.3.2 Realizarea programelor de investiții în rețelele electrice

3.2.1. Monitorizarea planurilor, proiectelor sau intențiilor de investiții pe 5 ani privind punerea în funcțiune a unei capacități de interconexiune transfrontalieră

Proiecte 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.

Monitorizarea realizării proiectelor de interes comun

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

Scopul proiectului:

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

Descrierea proiectului:

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

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

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

- Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 100/07.06.2016;
- A fost obținut Acordul de Mediu nr. 8/27.11.2013, actualizat pentru culoarul LEA 400 kV modificat prin Decizia Agenției Naționale pentru Protecția Mediului nr. 23/15.10.2015;
- Au fost aprobați indicatorii tehnico-economici prin Ordinul Ministerului Economiei nr. 743/11.07.2017;
- A fost aprobat amplasamentul și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere pentru utilitate publică de interes național prin Hotărârea de Guvern nr. 844/2017.

Etapele următoare ale derulării proiectului sunt:

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

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

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

Scopul proiectului:

Obiectivul de investiții “LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”, având o lungime de aproximativ 160 km are rolul dezvoltării și îmbunătățirii capacității de transport pentru preluarea energiei electrice generate de centralele eoliene instalate în zona Dobrogea precum și pentru preluarea energiei electrice evacuate de viitoare Unități 3 și 4 Cernavodă.

Descrierea proiectului:

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

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

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

- Studiul de fezabilitate (SF) a fost finalizat, aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica SA prin Decizia-nr.-7 din 06.03.2012 și actualizat (devizul general și indicatorii tehnico-economici) prin decizia Directoratului nr. 343/16.04.2015.
- A fost elaborat studiul topocadastral și clarificată situația juridică a terenurilor;
- S-au obținut unele dintre acordurile și avizele impuse prin Certificatele de Urbanism, dar unele dintre documentele deja obținute au termenele de valabilitate expirate trebuind a fi actualizate;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/07.04.2014;
- A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;
- Au fost aprobați indicatorii tehnico-economici prin Ordinul MECRMA nr. 1444/2016;
- Din cauza modificării valorii investiției a fost modificat Ordinul MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici prin Ordinul Ministrului Economiei nr. 745/11.07.2017;

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

Etapale următoare ale derulării proiectului sunt:

- Obținerea Autorizației de Construire;
- Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din Fondul forestier național;
- Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de construcție LEA;
- Execuția lucrărilor: 2019-2020.

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

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

Descrierea proiectului

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

Stadiul actual al proiectului

- Studiul de fezabilitate a fost avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 323/13.12.2010;
- Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate – Aviz 272/30.08.2011;
- S-a obținut acordul de mediu nr. 9/01.06.2011;
- S-a obținut Declarația Natura 2000 nr. 7087/30.11.2011;
- S-a obținut Autorizația de construire 81/19.06.2012;
- Pentru construirea LEA 400 kV pe teritoriul României, a fost semnat contractul de execuție nr. C 212/04.06.2014 între CNTEE Transelectrica SA și SC Electromontaj SA București;
- S-a aprobat prin H.G. nr. 841/2015 ocuparea temporară a terenului din fondul forestier național;
- S-a încheiat un act adițional la contractul de execuție prin care termenul de execuție a fost amânat până la data de 30 martie 2018;
- Lucrările sunt în curs de execuție. Din cei 206 stâlpi, un nr. de 203 stâlpi au fost ridicați pe fundație. Au fost realizate 206 fundații.

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

Data începerii procesului de autorizare a fost în 2010, înaintea datei de intrare în vigoare a Regulamentului UE 347/2013.

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

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

Descrierea proiectului:

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

Stadiul actual al proiectului

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat- Aviz CTES 405/02.12.2011;
- Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate- Aviz CTES 352/31.10.2013;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 6/21.11.2013;
- A fost obținută Autorizația de construire nr.141/24.11.2014 pentru județul Caraș Severin;
- A fost obținută Autorizația de construire nr.115/21.08.2017 pentru județul Mehedinți;
- A fost semnat contractul de execuție nr. C229/29.10.2015;
- Pentru tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier-Anina a fost aprobat prin H.G. 917/12.2016 amplasamentul și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al obiectivului de investiții "Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad/LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița";
- A fost emisă Decizia de expropriere nr. 102/10.07.2017;
- Lucrările de reabilitare pe tronsonul LEA 400 kV s.c Anina – Reșița sunt în curs de execuție;
- În stația 400 kV Reșița contractul de execuție a fost reziliat la solicitarea administratorului judiciar al executantului – ELCOMEX, aflat în insolvență.

Etapete următoare ale derulării proiectului sunt:

- Scoaterea din fondul forestier a suprafețelor de pădure afectate de traversarea LEA prin emiterea H.G.;
- Reluarea procesului de licitație pentru contractarea lucrărilor de execuție.
- Execuția lucrărilor: 08/11/2015-30/09/2019.

Pentru proiectul de interes comun Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Porțile de Fier – Anina - Reșița, număr de referință în lista Uniunii Europene: 3.22.2, nu se aplică prevederile din art. 10 alin (1)

din Regulamentul UE 347/2013 cu privire la procedura de autorizare. Data începerii procesului de autorizare a fost în 2012, înaintea datei de intrare în vigoare a Regulamentului UE 347/2013.

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

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

Descrierea proiectului:

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

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

Stadiul actual al proiectului:

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

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

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

Descrierea proiectului:

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

Stadiul actual al proiectului

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

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

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

N r. C rt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016- 2025	An estimat PIF perioada 2018- 2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				an i	Stadiu fata de perioada 2016- 2025		
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE						
1	Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - Întocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	2016	2018	2	întârziat	rămas de executat relocare cabluri	Întârziere ENEL în relocare cabluri
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	2018	2018	0	în termen	în derulare execuție lucrări	
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Târnău Severin Est	2018	2019	1	întârziat	în derulare execuție lucrări	Întârziere executant
4	Retehnologizarea stației 220/110 / 20 kV Câmpia Turzii	2017	2017	0	finalizat		
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2017	2018	1	întârziat	în derulare execuție lucrări	Întârziere executant
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	2019	2020	1	întârziat	în derulare - inginerie	Durata mare proceduri de achiziție/recluzi
7	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care:						
	faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA)	2018	2018	0	în termen	în derulare execuție lucrări	conform grafic contracte încheiate
	faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	2021	2022	1	întârziat	în derulare proiectare	Întârziere proiectanți
8	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2023	2027	4	amânat	nu a fost demarat	Începe după finalizarea etapei II
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2021	2	întârziat	în derulare inginerie	proiectare defectuoasă
10	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	2019	2020	1	întârziat	contract semnat 2017	Întârziere executant
11	Modernizare stația electrică 220/110 kV Răureni	2018	2019	1	întârziat	în derulare execuție lucrări	Întârziere executant
12	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	2017	2018	1	întârziat	PIF 2018 - realizat	Întârziere executant
13	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	2019	2019	0	în termen		
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2022	2023	1	întârziat		

15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Cralova Nord	2019	2020	1	întârziat	în curs procedura achiziție	Durata mare procedura achiziție
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2019			amânat		se vor realiza în cadrul Axului Barat etapa II și III
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2021			amânat		
18	Retehnologizare stația 110 kV Săcălaz	2023			amânat		
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Bara Mare	2020	2023	3	întârziat	în curs avizare CTES	Au fost necesare modificări proiectare pentru includere cerințe suplimentare. Se va realiza după stația Hășdat
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2021	2	întârziat	în procedura de achiziție	este condiționat de lucrările în zona
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2019	2020	1	întârziat	în procedura de achiziție	este condiționat de lucrările în zona
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelari Hunedoara	2018	2019	1	întârziat	în procedura de achiziție	reluări licitație
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Fiești	2019	2022	3	întârziat		Modificare soluție tehnică
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Muntei	2020	2021	1	întârziat	în derulare inginerie	Durata mare procedura achiziție
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 / 110 kV / MT	2023	2023	0	în termen	nu a fost demarat	
26	Retehnologizare stația 400/110 kV Darste	2027	2027	0	în termen	nu a fost demarat	
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2021	2	întârziat	în procedura de achiziție	Durata mare procedura achiziție
28	Modernizare stația 220/110 kV Tihău - Echipament primar	2017	2017	0	finalizat		
29	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019	2020	1	întârziat	în derulare	Durata mare procedura achiziție
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC; celule af. și celula LEA 400 kV Stăpina)	2019	2019	0	în termen		
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - reehnologizare stație 400 kV)	2022	2025	3	întârziat	în proiectare	Modificare soluție tehnică
32	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022	2024	2	întârziat	în proiectare	
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2019	2020	1	întârziat	în derulare	Durata mare proceduri de achiziție
34	Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlpu	2020					corelat cu Stația 400 kV Stâlpu
35	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - etapa I	2018	2019	1	întârziat	în derulare	întârziere proiectare, durata mare procedura achiziție, autorizație teren;

36	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	2017	2018	1	intarziat		Intarziere executant/economie licitatie
37	Conectarea statiilor Turnu Magurele , Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	2016	2018	2	intarziat		Durata mare proceduri de achizitie
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2018	2018	0	in termen		
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Serdărești	2018	2018	0	in termen		
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2018	2021	3	intarziat		Durata mare proceduri de achizitie/rețuări; actualizare documentație pt corelare echipamente primare cu secundare
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetis	2016	2016	0	finalizat		
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare în CTSI a stației Drăgănești-Olt	2018	2022	4	intarziat		se va realiza în 9 luni după Gradiște
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare în CTSI a stației Gradiște	2017	2021	4	intarziat	pregătire documentație de achizitie	licitație anulată
44	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar		2021		proiect nou		
45	Modernizare sistem control, protecție si automatizare din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud		2023		amănat		
46	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele		2023		amănat	în proiectare	Defalcare poz. 44 și poz.45 din PD 2016-2025 Decalare datorită improbabilității acordării de retrageri simultane din funcțiune stabilite de DEN.
47	Modernizare stație 220/110 kV Calafat		2020		amănat		
48	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Cernavoda		2025		amănat		
49	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Oradea Sud		2023		amănat		
50	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Roșiori		2025		amănat		
51	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Sălaș		2024		amănat		
52	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Baia Mare 3		2025		amănat		
53	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Cinj Florești		2026		amănat		

54	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Tâșăreni		2023		amânat		
55	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV/MT Urechești		2025		amânat		
56	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Porojeni		2023		amânat		
57	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Peștiș		2025		amânat		
58	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Nădab		2025		amânat		
59	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Calea Aradului		2026		amânat		
60	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV Minia		2028		amânat		
61	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20kV Târgoviște		2024		amânat		
62	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Fundeni		2022		amânat		
63	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV București Sud		2026		amânat		
64	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Turnu Măgurele		2025		amânat		
65	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Gheorgheni		2027		amânat		
66	Modernizare electroalimentare la sedile UNO DEN		2019		proiect nou		
67	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV		2019		proiect nou	în procedura de licitație	
68	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Brada		2023		proiect nou		
69	Înlocuire 3 unități BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud		2020		proiect nou		
70	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații		2020		proiect nou		
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI						
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400 / 110 kV Sibiu Sud	2018	2019	1	întârziat	în procedura de licitație	necesitate 2 proceduri de licitație
2	AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2019	2021	2	întârziat	în procedura de licitație	

3	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni	2020				s-a renunțat la acest proiect conform Nota nr.40235/30.1 0.2017	cheltuielile de proiectare s-au trecut pe cheltuieli operaționale
4	Înlocuirea trafo T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni	2016	2016	0	finalizat		
5	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier		2020		proiect nou	în procedura de licitație	
6	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea		2022		proiect nou		
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA						
1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	2018	1	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	3	întârziat	procedura de achiziții	Emitere H.G. de expropriere cu întârziere/contestatii licitații
2	LEA 400 kV d.c. (Ice) Gutinaș - Smârdan	2020	2022	2	întârziat	în proiectare	Întârziere emitere H.G. expropriere
3	Extinderea stației 400 kV Cernavoda, et. I + II (înlocuire 2 bobine de compensare; racordare linii noi)	2019	2021	2			Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda - Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"
	<i>etapa I: înlocuire 2 bobine de compensare</i>			0	finalizat		
	<i>etapa II: racordare linii noi</i>	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda - Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"
4	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței (linie nouă)	2020	2021	1	întârziat	în procedura de achiziție	Întârziere emitere H.G. expropriere
5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavoda 3 și LEA 400 kV Stâlpu	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda - Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"
6	Stația 400 kV Stâlpu (stație nouă) + Modernizare celule 110 kV și medie tensiune	2020	2021	1	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda - Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței"

7	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest	2020	2023	3	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda - Stâlpu"
7.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu		2021			în proiectare	
7.2	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)		2022			CS - în curs de avizare	
7.3	Stația 400 kV Teleajen și rețehnologizare stația 110 kV		2023			în proiectare	
8	LEA 400 kV d.c. (Ice) Constanta Nord - Medgidia Sud	2022	2024	2	întârziat	în proiectare	
9	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântânel	2020	2022	2	întârziat	în proiectare	
10	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrăva - Stejaru	2021				s-a renunțat la acest proiect	Conform analizelor de regimuri
11	LEA 400 kV Stâlpu - Brașov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2025	2036	11	amânat		Începe proiectarea după finalizarea LEA 400 kV d.c. CNE-Gura Ialomiței-Stâlpu.
12	Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8km)	2021	2023	2	amânat		
13	Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2025	4	amânat		Începe după CNE - Stâlpu
14	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit		2026		proiect nou		
E	INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN CENTRALE ALTE ZONE						
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2019	2021	2	întârziat		Întârziere emitere H.G. expropriere
3	Reconductorare LEA 220 kV (9,6km) Ișalnița - Craiova circ.I	2016	2016	0	finalizat		
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE						
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: Extindere stație 400 kV Porțile de Fier; LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița; stația 400 kV Reșița	2018	2021	3	întârziat		Întârziere emitere H.G. expropriere și H.G. scoaterea din Fondul Forestier
1.1	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița		2021			în derulare	
1.2	Stația 400 kV Reșița		2021			denunțare contract cauzată de intrarea în insolvența a executantului	
1.3	Extindere stație 400 kV Porțile de Fier		2016			finalizat	

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

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

3.2.3.1. Monitorizarea realizării planului de investiții al OTS pentru anul 2017

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

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

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

Nr. crt. din M15.1	Denumirea investiției	Stadiu lucrare	Motivație întârzieri, nedemarări, renunțări
2	Retehnologizarea stației 400/220/110/20 kV Bradu	PIF realizat	
3	Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii	PIF realizat	
4	Înlocuire AT și Trafu în stații electrice (etapa a II-a)	PIF realizat	
5	Modernizare stația 220/110 kV Tihău - echipament primar	PIF realizat	
6	Modernizare stația electrică 400/110/10 kV Cluj Est	PIF realizat în 02.2018	
7	Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava	Contract de execuție în derulare	Refacere documentație proiectare (SF, PT, CS) datorită schimbării
8	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	PIF parțial	Starea SEN la momentul demarării lucrărilor a impus realizarea unor provizorate suplimentare pentru asigurarea continuității alimentării cu energie a consumatorilor. De asemenea, condițiile meteo defavorabile pe timp de iarnă au condus la o decalare a termenului PIF.
9	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia	In curs procedura de achiziție pentru reluarea lucrărilor	Pe parcursul derulării lucrărilor, executantul a intrat în insolvență. Drept urmare, a fost necesară reluarea procedurii de achiziție după îndeplinirea formalităților legale privind insolvența executantului / rezilierea contractului.
10	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (D.CA)	PIF realizat în 30.03.2018.	Emitere cu întârziere a H.G. de expropriere și H.G. de scoatere din fond forestier, lipsa acces în fond forestier în vederea execuției lucrării.
11	Sisteme integrate de securitate stații și sedii sucursale, DEN și DET-uri - Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa I	Finalizare investiție în curs	Durata mare de obținere a autorizației de construire din partea autorităților locale pentru stațiile electrice Fundeni și București Sud.

	V (D. CA nr. 16/2011)		
12	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele	În curs de avizare documentație proiectare (PT+CS).	Durata mare achiziție servicii proiectare + probleme la verificarea rezistenței stâlpilor care a impus schimbarea soluției tehnice.
13	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa I	Contract de execuție, în derulare.	Probleme de natură juridică asupra terenului unde urmează a se realiza investiția.
14	Modernizare sistem informatic Piața de Echilibrare	În pregătire documentație în vederea demarării procedurii de achiziție.	
15	Sistem de monitorizare complexă a parametrilor funcționali ai LEA și a integrității fizice a liniilor	Amânat	Proiect amânat până la luarea unei decizii finale.
16	Modernizare rețea comunicații electronice	Nedemarată	Implementarea se bazează pe rezultatele consultanței Modificare soluție tehnică și mod abordare proiect.
17	Consolidare servere și rețea stocare date (Cloud privat)	Caietul de sarcini a fost avizat la MCSI și DA este la DC în vederea demarării achiziției.	Nerespectarea obligațiilor contractuale ale consultantului care trebuia să stabilească soluția și să întocmească SF și CS
18	Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica	În derulare procedura de achiziție infrastructură hardware.	Diferența de tehnologie pentru infrastructura hardware aferenta soluției care se va implementa. Din acest motiv se va achiziționa infrastructura hardware astfel încât să se asigure un tratament egal al posibiloilor ofertanți.
19	Montare trafo T3 - 250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud	În derulare procedura de achiziție.	Procedura complexă pentru stabilirea unei soluții optime + necesitate prospectare de piață, anterioară celor două proceduri de achiziție, conform noii legislații de achiziție.
20	Retehnologizare stația 220/110 kV Oțelărie	Contract de execuție în curs de semnare	Calitatea slabă a documentațiilor de proiectare a necesitat refacerea repetată a acestora. Documentația de achiziție a fost respinsă de două ori de către ANAP.
21	Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	Proiectare finalizată, în pregătire documentația de atribuire în vederea demarării procedurii de achiziție.	Durată mare proiectare precum și apariția necesității corelării proiectului cu proiectul de racordare a CCC 430 MW Iernut.

22	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	Procedura de achiziție publică lucrări în derulare.	Durata mare pentru obținerea H.G. expropriere terenuri (2ani) + durata mare a procedurii de achiziție.
23	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	Proiectare în derulare.	Schimbarea strategiei TEL în domeniul măsurării energiei electrice și a abordării proiectului, cauzată de modificarea Codului de Măsurare a energiei electrice.
24	Extindere MIS cu noi funcționalități (integrarea cu DM, extensie multicash, advanced collections)	Multicash & Advanced Collections este finalizat și utilizat, Integrare cu DM nu este finalizat.	Dificultăți în negocierea cu Executantul.
25	Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN	Procedură licitație anulată. În curs reluarea procedurii de licitație.	Oferte neconforme
26	Integrare sisteme de securitate	Suspendată	
27	Montare fibra optică pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - Iotul	Execuție în curs.	Întârziere realizare lucrări de către executant.
28	Conectarea stățiilor Turnu Măgurele, Mostiștea, Stălpul, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - Iotul	Execuție în curs.	Întârziere realizare lucrări de către executant.

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

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

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

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

- dificultăți cu obținerea de avize și acorduri (inclusiv de mediu) pentru autorizația de construire;
- întârzieri în obținerea terenului și scoaterea acestuia din circuitul forestier;
- întârzieri în achiziția publică a lucrărilor;
- modificarea soluției constructive în cazul unor avize nefavorabile;

- imposibilitatea retragerii simultane din funcțiune a elementelor de rețea pentru realizarea lucrărilor, din motive de asigurare a siguranței funcționării SEN.

Impactul întârzierilor proiectelor de investiții asupra siguranței funcționării SEN, capacității de interconexiune, pierderilor tehnologice în RET și asupra integrării centralelor electrice, cu excepția celor eoliene și fotovoltaice din zona Dobrogea este, conform opiniei OTS nesemnificativ. Măsurile pe care OTS trebuie să le aplice în vederea diminuării impactului nerealizării planului de investiții asupra funcționării SEN sunt de natură să corecteze, completeze și armonizeze legislația incidentă prin demersuri la autorități competente, precum și să optimizeze activitatea investițională a companiei. Măsurile luate de ANRE în scopul creșterii gradului de realizare a programului de investiții în RET au fost cele în acord cu prevederile metodologice existente, respectiv aplicarea unei corecții negative a venitului reglementat al anului următor, cu efect de reducere a tarifului mediu de transport. De asemenea, au fost înălsprite condițiile de aprobare a programelor de investiții și a investițiilor realizate, precum și procedura de raportare a acestora.

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

3.2.3.2. Monitorizarea realizării planului de investiții al OD pentru anul 2017

ANRE realizează anual monitorizarea programelor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 și ale *Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 8/2016. Operatorii transmit programele la începutul anului, acestea sunt analizate de ANRE pe baza documentelor de promovare a lucrărilor, urmărind respectarea de către aceștia a structurii lucrărilor, a valorii anterior aprobate pentru anul respectiv, a obligației de a promova investiții eficiente economic. Pe baza observațiilor și solicitărilor ANRE privind actualizarea acestor programe, operatorii revizuiesc programele, inclusiv prin operarea unor modificări care sunt inerente procedurilor de derulare a investițiilor, în urma cărora anumite lucrări sunt amânate iar altele sunt devansate. După încheierea situațiilor financiare ale anului, ANRE analizează prin comparație cu programul stabilit anterior lucrările de investiții finalizate de operatori, acceptând sau, după caz, respingând anumite lucrări care nu îndeplinesc criteriile necesare, prevăzute de cadrul de reglementare menționat pentru a fi incluse în tariful reglementat.

Investițiile realizate de operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice în perioada 2014 - 2017 față de planurile asumate, cu mențiunea că realizările aferente anului 2017 sunt în analiză, se prezintă în tabelul următor:

Nume distribuitor		2014	2015	2016	2017
Total tara	Investiții totale prognozate*	1,397,216,028	1,582,375,703	1,627,832,180	1,788,593,139
	surse proprii	1,013,712,719	1,237,908,801	1,373,474,698	1,545,347,345
	contribuții financiare	383,603,308	350,468,907	254,357,492	243,250,795
	Investiții realizate	1,454,647,547	1,530,137,578	1,703,783,038	1,884,923,392
	surse proprii	969,635,211	1,143,082,180	1,244,660,888	1,458,127,214
	contribuții financiare	485,112,337	387,055,398	459,122,148	426,796,177
	Investiții recunoscute	889,246,544	1,028,373,126	1,124,641,907	-
E-Distribuție Muntenia	Investiții totale prognozate*	272,835,746	249,134,577	252,645,069	274,013,257
	surse proprii	180,184,482	161,598,885	169,724,309	193,703,065
	contribuții financiare	92,651,264	87,537,692	82,920,760	80,305,192
	Investiții realizate	248,672,218	215,984,839	287,342,638	294,659,243
	surse proprii	168,995,964	137,894,102	162,344,913	180,598,986
	contribuții financiare	81,676,254	77,990,838	134,997,725	104,060,257
	Investiții recunoscute	142,603,647	124,301,881	127,735,878	-
Enel Distribuție Banat	Investiții totale prognozate*	113,435,692	129,948,977	140,900,696	149,231,115
	surse proprii	72,313,368	82,353,184	105,190,883	113,817,495
	contribuții financiare	41,122,227	37,595,813	35,710,013	35,413,620
	Investiții realizate	99,492,718	108,443,955	149,350,358	147,744,488
	surse proprii	88,769,654	77,784,438	97,984,659	104,437,254
	contribuții financiare	32,723,065	30,649,519	51,365,797	43,307,234
	Investiții recunoscute	61,040,992	68,768,358	78,491,282	-
E-Distribuție Dobrogea	Investiții totale prognozate*	105,514,109	127,395,354	141,819,269	149,065,596
	surse proprii	68,639,109	76,609,455	83,357,621	102,332,268
	contribuții financiare	42,775,000	50,785,899	48,260,648	46,736,328
	Investiții realizate	108,474,749	94,063,754	133,509,247	120,351,147
	surse proprii	81,816,565	64,446,784	86,171,024	93,626,609
	contribuții financiare	48,658,184	29,616,970	47,338,223	26,724,538
	Investiții recunoscute	54,788,630	67,340,329	71,608,189	-
Distribuție Energie Oltenia	Investiții totale prognozate*	207,222,559	195,483,254	194,424,505	197,978,181
	surse proprii	155,055,397	160,843,684	162,857,617	168,962,444
	contribuții financiare	52,167,162	37,641,670	31,566,888	30,716,747
	Investiții realizate	211,733,113	200,953,208	200,800,862	216,662,558
	surse proprii	155,055,639	161,030,912	168,211,011	171,588,532
	contribuții financiare	56,677,473	39,924,296	34,589,851	45,064,026
	Investiții recunoscute	138,904,003	158,488,357	164,236,351	-
DELGAZ GRID	Investiții totale prognozate*	173,108,784	183,513,064	182,913,979	178,402,817
	surse proprii	173,108,784	183,513,064	182,913,979	178,402,817
	contribuții financiare	-	-	-	-
	Investiții realizate	186,355,397	219,123,909	210,272,328	232,483,779
	surse proprii	155,691,001	178,565,028	174,094,023	172,335,225
	contribuții financiare	40,664,395	40,558,880	36,178,304	60,128,554
	Investiții recunoscute	141,870,708	162,217,590	148,533,115	-
SDEE Muntenia Nord	Investiții totale prognozate*	185,088,622	245,720,845	270,938,480	311,408,335
	surse proprii	117,221,622	180,350,659	215,037,277	262,626,496
	contribuții financiare	67,877,000	65,370,186	55,899,183	48,682,839
	Investiții realizate	194,532,449	195,724,577	193,518,695	267,612,025
	surse proprii	120,511,911	144,903,430	159,971,460	240,210,954
	contribuții financiare	74,040,538	50,821,147	33,547,236	27,401,072
	Investiții recunoscute	110,204,443	132,789,343	157,915,062	-
SDEE Transilvania Nord	Investiții totale prognozate*	194,782,214	257,544,787	234,084,383	270,779,727
	surse proprii	129,780,000	183,163,110	234,084,383	269,583,657
	contribuții financiare	64,982,214	64,381,677	-	1,196,069
	Investiții realizate	183,142,035	235,701,529	292,211,149	317,196,235
	surse proprii	120,478,435	194,431,718	238,069,320	253,965,560
	contribuții financiare	62,663,600	61,269,811	58,141,829	63,230,695
	Investiții recunoscute	119,980,518	181,379,802	230,499,024	-
SDEE Transilvania Sud	Investiții totale prognozate*	142,438,421	196,632,751	230,308,829	260,015,102
	surse proprii	120,510,000	169,478,800	230,308,829	260,015,102
	contribuții financiare	21,928,421	7,153,951	-	-
	Investiții realizate	212,224,853	240,139,708	228,777,781	298,243,897
	surse proprii	122,216,042	183,915,779	181,834,577	241,384,095
	contribuții financiare	90,008,826	56,223,928	64,943,183	56,879,802
	Investiții recunoscute	99,653,408	147,110,468	149,693,005	-

Din datele prezentate în tabelul de mai sus, rezultă că în anul 2016 gradul de realizare la nivel de țară a programelor de investiții prognozate de operatorii de distribuție concesionari, din surse proprii, a fost de 90,6 %, iar în anul 2017 a crescut la 94,8 %. Față de anul 2016 în care gradul de realizare a programului de investiții din surse proprii a variat între 70,3 % și 106,9 %, în anul 2017 toți operatorii de distribuție au înregistrat un grad de realizare de peste 90 %.

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.

Procedura a avut caracter de recomandare pentru anul 2016 și gradul de investiții în rețele a fost de 85 %, iar în anul 2017 acesta a crescut la valoarea de 93 %.

În plus, începând cu anul 2017, activitatea de analiză a investițiilor în rețelele electrice de distribuție se realizează în cadrul unei structuri organizatorice a ANRE dedicate, cu atribuții exclusiv în acest domeniu.

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

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

Tip	Denumire categorie	Valoare [lei]
	TOTAL, din care:	1,458,127,214
A	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	373,961,879
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	318,128,813
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	53,945,785
A3	Achiziția de echipament pentru asigurarea securității muncii	1,887,281
A4	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	947,120,429
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	35,294,239

B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de rețehnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	411,445,463
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	413,468,796
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	25,357,615
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	44,799,967
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	16,754,349
C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3)	137,044,907
C1	Echipamente de lucru	36,497,468
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	62,887,324
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	2,095,161
C4	Lucrări de modernizare din mentenanță	35,564,954

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

3.2.4. Monitorizarea duratei de realizare a racordărilor la rețeaua de distribuție a energiei electrice

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 ¹⁾
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	87	110	118	116	109	79	33	42	89
	MT	433	289	466	272	407	113	109	53	225
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

¹⁾ Media pe țară este calculată ca medie ponderată cu numărul de contracte de racordare încheiate

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 89 zile la nivelul întregii țări (față de 87 zile în anul 2016), cu o valoare medie minimă de 33 zile la SDEE Transilvania Nord și o valoare medie maximă de 118 zile la e-Distribuție Dobrogea.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 225 zile la nivelul întregii țării (față de 255 zile în anul 2016), cu o valoare medie minimă de 53 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare medie maximă de 466 zile la e-Distribuție Dobrogea.

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 ¹⁾
Costul mediu de racordare [lei]	JT	978	2305	1667	2105	2329	1602	2186	2602	1.788
	MT	132.465	76.790	101.732	47.747	104.822	41.192	49.928	57.172	68.645
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

¹⁾ Media pe țară este calculată ca medie ponderată cu numărul de contracte de racordare încheiate

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.788 lei la nivelul întregii țări (fata de 1.781 lei în 2016) cu o valoare medie minimă de 978 lei la e-Distribuție Muntenia și o valoare medie maximă de 2.602 lei la SDEE Transilvania Sud.

Costul mediu de racordare la MT a fost de 68.645 lei la nivelul întregii țări (77.607 lei în 2016) cu o valoare medie minimă de 41.192 lei la SDEE Muntenia Nord și o valoare medie maximă de 132.465 lei la e-Distribuție Muntenia.

II.3.3 Evoluția tarifelor de rețea

3.3.1. Evoluția cadrului de reglementare privind accesul la rețelele electrice de interes public în cursul anului 2017

3.3.1.1. Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem

ANRE a elaborat și a aprobat în cursul anului 2017 prin Ordinul nr. 45/13.06.2017 *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*.

Revizuirea metodologiei a avut drept scop implementarea modificărilor apărute în legislația primară, ca urmare a aprobării Legii nr. 203/2016, de modificare și completare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și completarea cu prevederi care contribuie la clarificarea modului de determinare a tarifelor pentru serviciul de sistem.

Astfel, prin legislația primară s-a creat cadrul legal pentru achiziția reglajului primar, care conduce la trecerea de la furnizarea distribuită a reglajului primar de către toate Unitățile Dispecerizabile (UD) la furnizarea acestui serviciu doar de către câteva UD, pe bază de contract încheiat în urma achiziției în regim concurențial a acestui tip de rezervă. Metodologia a introdus în venitul reglementat necesar achiziționării serviciilor tehnologice de sistem (STS) și costurile justificate cu achiziția rezervei de reglaj primar. De asemenea, s-a inclus și costul cu achiziționarea STS – consum dispecerizabil, având în vedere prevederile codurilor europene de acces la rețea.

În metodologie serviciul tehnologic de sistem energie reactivă (putere reactivă) pentru reglajul tensiunii în RET s-a menținut în lista STS care se achiziționează de către OTS, cu toate că nu este menționat explicit între STS prevăzute în legislația primară, considerându-se că acest tip de STS este absolut necesar

OTS pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN și la menținerea în permanență a parametrilor normativi ai energiei electrice pentru toți participanții la piața de energie.

În vederea creșterii nivelului de exigență privind investițiile realizate de OTS și a nivelului de transparență din partea ANRE cu privire la recunoașterea în tariful pentru serviciul de sistem a valorii investițiilor realizate, s-au introdus prevederi privind fundamentarea planurilor anuale de investiții aferente serviciului de sistem. Astfel, OTS are obligația de a transmite autorității competente documentele de promovare și de realizare a proiectelor de investiții, urmărindu-se eficiența acestora pe baza cuantificării ex-ante și ex-post a beneficiilor obținute în ceea ce privește îmbunătățirea nivelului de siguranță în funcționare a SEN, funcționarea eficientă a pieței de energie, precum și menținerea în permanență a parametrilor normativi ai energiei electrice pentru toți participanții la piață.

S-au introdus în Metodologie prevederi referitoare la determinarea costurilor cu amortizarea anuală a activelor noi înregistrate în contabilitate ca mijloace fixe în cadrul unei perioade tarifare, considerând duratele de viață reglementate, stabilite în cadrul anexei ce indică durata de amortizare reglementată pentru principalele mijloace fixe dintre activele operatorului utilizate la prestarea serviciului de sistem, în scopul armonizării metodologiei cu prevederile similare aplicabile OTS pentru serviciul de transport al energiei electrice și operatorilor de distribuție concesionari.

S-au introdus prevederi clarificatoare referitoare la costurile recunoscute în cadrul venitului reglementat pentru serviciul de sistem, fundamentate pe bază de documente justificative, și la stabilirea prețului reglementat pentru furnizarea STS – energie reactivă pentru reglajul tensiunii în RET.

3.3.1.2. Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice

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

Modificările efectuate asupra metodologiei au avut în vedere:

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

Astfel, prin eliminarea tarifelor diferențiate pe zone de rețea și înlocuirea cu un tarif unic pentru introducerea energiei electrice în rețea, respectiv un tarif unic pentru extragerea energiei electrice din rețea s-a implementat prevederea menționată în legislația primară în sensul asigurării serviciului public

de transport al energiei electrice pentru toți utilizatorii rețelei electrice de transport (RET) la același tarif pentru întreg sistemul energetic național.

Metodologia a fost armonizată cu prevederile Ordinului ANRE nr. 50/2016 privind aprobarea tarifului reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice precum și asigurarea schimburilor programate de energie electrică transfrontaliere cu țările perimetrice și ale Ordinului ANRE nr. 46/2016 pentru aprobarea Contractului-cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. și beneficiar.

Metodologia a fost armonizată și cu prevederile art. 15 alin. (1), (5) și (7) din *Legea eficienței energetice nr. 121/2014* cu privire la obligația ANRE de a elabora reglementări prin care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție de energie electrică și gaze naturale sunt obligați să pună la dispoziția utilizatorilor de rețea servicii de sistem, pe măsura dezvoltării rețelelor inteligente, care să le permită acestora creșterea eficienței energetice inclusiv eficiența energetică a rețelelor. Totodată, ANRE are obligația de a include în metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și distribuție reguli prin care operatorii de rețea sunt stimulați să îmbunătățească eficiența energetică a rețelelor, atât din punctul de vedere al planificării dezvoltării acestora cât și al operării și că tarifele permit furnizorilor de energie electrică să îmbunătățească participarea clienților finali la eficiența sistemului, inclusiv prin răspunsul la cerere.

Drept urmare, începând cu anul 2019, s-a introdus obligația OTS de a oferi consumatorilor racordați la RET, care doresc să pună la dispoziție servicii de sistem, tarife de transport dinamice, diferențiate în funcție de perioada de utilizare a puterii maxime, majorate pentru perioadele de vârf critice și, respectiv reduse pentru clienții finali care își reduc sarcina în perioadele de vârf critice, precum și diferențiate în timp real pentru perioadele de vârf de sarcină. Aplicarea acestor tarife facilitează și stimulează răspunsul la cerere.

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

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

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

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

3.3.1.3. Metodologia privind stabilirea tarifelor de emiterie a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament

În cursul anului 2017, ANRE a elaborat și a aprobat proiectul de modificare a Metodologiei privind stabilirea tarifelor de emiterie a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament aprobată prin Ordinul ANRE nr. 61/2014. Modificările aduse Metodologiei au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 62/2017.

ANRE a luat în considerare anumite aspecte semnalate de unii furnizori de energie electrică, rezultate din situațiile cu care aceștia se confruntă în practică, în ceea ce privește modul de aplicare, interpretarea unitară și respectarea prevederilor ordinului ANRE nr. 61/2014 de către operatorii de rețea de la intrarea în vigoare a acestuia, în contextul derulării Procedurii de schimbare a furnizorului de energie electrică de către clientul final, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 105/2014. Analizând aspectele sesizate de furnizorii de energie electrică, s-a constatat că în situațiile prezentate, tarifele reglementate aplicate de operatorii de rețea ar putea fi considerate drept costuri aferente derulării procedurii de schimbare a furnizorului.

În consecință, prin modificările aduse reglementării, operatorii de rețea nu mai au dreptul de a percepe un tarif la emiteria certificatului de racordare (CR) în cazul modificărilor de natură administrativă.

De asemenea, au fost prevăzute explicit condițiile în care pentru un loc de consum și/sau de producere care a fost pus sub tensiune înainte de intrarea în vigoare a Regulamentului de racordare, pentru care nu a fost emis CR, operatorii de rețea au obligația să emită CR fără a percepe tarif și fără a fi necesară o solicitare scrisă în acest sens din partea utilizatorului.

Ca urmare a analizei unor sesizări cu privire la aplicarea tarifelor pentru emiteria avizelor de amplasament în cazul bransamentelor edilitare individuale, ANRE a reconsiderat aceste tarife astfel încât, ca urmare a modificării Metodologiei, să se aplice un tarif egal cu 50 % din tariful de emiterie pentru 1 km de rețea în locul unui tarif mai mare, egal cu tariful pentru o/un construcție/obiectiv.

De asemenea, în situația în care în solicitarea de emitere a avizelor de amplasament (AA) este cuprinsă o rețea cu unul sau mai multe bransamente edilitare, urmare a modificării Metodologiei, se aplică tariful de emitere a AA pe km de rețea edilitară, luând în calcul lungimea totală a rețelei și bransamentelor aferente pentru care se verifică și se stabilesc condițiile de coexistență cu rețeaua electrică, în locul tarifului aplicat în acest caz care era format din tariful pe km de rețea aplicat la lungimea rețelei, la care se adăuga tariful pe construcție/obiectiv multiplicat cu numărul de bransamente edilitare.

Considerăm că aceste modificări conduc la corectarea modului în care se reflectă costurile reale ale operatorilor de rețea în tarifele aplicate, în raport cu volumul de muncă depus pentru emiterea avizelor de amplasament și în același timp creează un beneficiu pentru clienții finali.

3.3.1.4. Modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament

În cursul anului 2017 ANRE a elaborat și a aprobat proiectul de ordin pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament. Modificările aduse ordinului 114/2014 au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 63/2017.

Stabilirea tarifelor reglementate pentru emiterea/actualizarea avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament se realizează conform prevederilor Metodologiei de stabilire a acestor tarife, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 61/2014.

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

3.3.1.5. Modificări ale cadrului de reglementare demarate în anul 2017 și aflate în curs de elaborare în anul 2018

Având în vedere că cea de-a patra perioadă de reglementare începe la data de 1 ianuarie 2019, în anul 2017 ANRE a supus dezbaterii publice propunerea de revizuire a principiilor metodologice ce urmează a fi incluse în proiectul privind modificarea *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare, care este prevăzut în Programul de Reglementări al ANRE pentru anul 2018.

Scopul acestei revizuii este acela de a crește gradul de exigență privind includerea costurilor justificate aferente serviciului. De asemenea, este necesară reanalizarea mecanismelor stimulative, având în vedere atât progresul înregistrat anterior în privința eficientizării serviciului, cât și nivelul profiturilor înregistrate de operatorii de distribuție concesionari, care trebuie să se mențină în limite rezonabile.

ANRE propune introducerea unor modificări de substanță în Metodologie, astfel cum au fost menționate în principiile deja publicate, în scopul optimizării acestei reglementări și atingerii unor efecte favorabile

în ceea ce privește prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice de către operatorii de distribuție concesionari. Menționăm în continuare principalele măsuri avute în vedere:

- Impunerea unui nivel ridicat al activității de mentenanță în rețea, prin stabilirea unui prag minimal al cheltuielilor aferente lucrărilor de întreținere și reparații în totalul costurilor controlabile ale operatorilor de distribuție concesionari, coroborat cu monitorizarea activității de mentenanță și cu sancționarea OD pentru neefectuarea corespunzătoare a acesteia;
- Remunerarea diferențiată a activelor, astfel încât să se asigure încurajarea investițiilor în capacități energetice;
- Efectuarea corecțiilor anuale pentru toate categoriile de costuri (OPEX și CAPEX);
- Prevederea posibilității de revizuire anuală a valorii ratei reglementate a rentabilității în cazul modificării semnificative a parametrilor luați în considerare la stabilirea acesteia;
- Aplicarea de criterii de analiză comparativă la stabilirea nivelului inițial al costurilor de operare și mentenanță controlabile - OPEXC de referință;
- Stabilirea unor categorii de costuri exceptate de la recunoaștere în categoria costurilor controlabile;
- Exceptarea de la recunoașterea drept costuri de operare și mentenanță necontrolabile a unor taxe/impozite care constituie o obligație a operatorilor față de stat și, implicit, nu trebuie suportate de clienții serviciului, precum impozitul pe monopol;
- Impunerea unor condiții restrictive în ceea ce privește recunoașterea costurilor din contractele încheiate cu societățile afiliate;
- Continuarea mecanismului de stimulare a creșterii eficienței energetice a rețelelor electrice ale operatorilor, trendurile țintelor anuale de reducere a CPT vor fi descendente față de nivelul aprobat anterior, luându-se în considerare cel mai mic nivel al CPT aprobat, stabilit prin efectuarea de analize comparative;
- Utilizarea excedentului de profit obținut din alte activități reglementate și nereglementate față de limita de 5 % anual, la reducerea venitului reglementat;
- Eliminarea pragului de 1% prevăzut pentru efectuarea corecției de RI;
- Eliminarea necesarului de fond de rulment (NFRR) din venitul reglementat.

În paralel cu acțiunea de revizuire a Metodologiei, ANRE efectuează analize cu privire la implementarea tarifelor de tip binom. Prin Decizia nr. 71/26.01.2017, ANRE a aprobat calendarul de implementare a tarifelor de tip binom pentru serviciul de transport și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice pentru simularea aplicării tarifelor de tip binom la nivelul operatorilor de rețea. Totodată, prin decizie s-au stabilit tarifele de tip binom pentru serviciul de transport și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice utilizate în perioada de simulare pe baza unor principii care au fost prezentate în decizie. Operatorii de rețea au transmis lunar la ANRE datele de monitorizare solicitate prin decizie, pe perioada semestrului I al anului 2017. După finalizarea perioadei de monitorizare, operatorii de rețea au efectuat

analize de impact. ANRE este în curs de analiză a rezultatelor primite, urmând să stabilească ajustări ale modelului care să fie utilizate într-o nouă etapă de simulare.

3.3.2. Aprobarea tarifelor reglementate aferente rețelelor electrice de interes public în cursul anului 2017

Tarifele reglementate de rețea, pe care ANRE le aprobă în domeniul energiei electrice conform prevederilor legale, sunt percepute de operatorii de rețea pe baza contractelor reglementate pentru racordarea la rețea, respectiv pentru utilizarea rețelei și anume pentru serviciul de transport și de sistem și pentru serviciul de distribuție a energiei electrice. Tarifele reglementate de rețea sunt enumerate în continuare:

- tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice, prestat de operatorul de transport și de sistem (OTS);
- tarifele pentru serviciul de sistem, prestat de OTS;
- tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, prestat de operatorii de distribuție concesionari (ODC);
- tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari (OD);
- tarifele de racordare la rețelele electrice publice, aplicate de operatorii rețelelor la care se realizează racordarea;
- tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică, aplicat de acesta participanților la piața de energie electrică;
- prețuri reglementate pentru serviciile tehnologice de sistem furnizate de operatori economici în regim reglementat;
- prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă, aplicate de operatorii de rețea utilizatorilor acestora.

3.3.2.1. Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

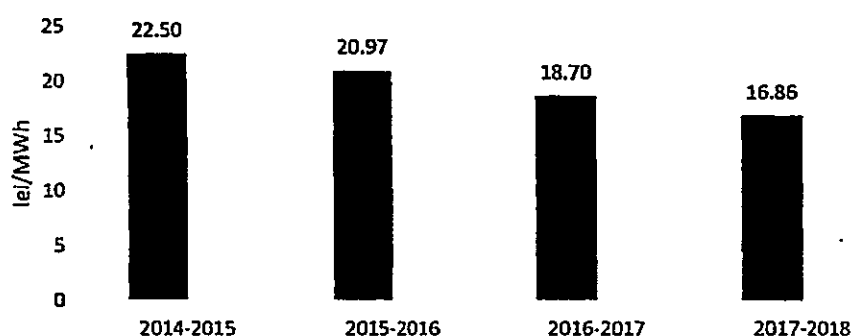
Aceste tarife se determină în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013, cu modificările aduse prin Ordinul ANRE nr. 16/2017.

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

- tariful mediu de transport – 16,86 lei/MWh; acest tarif a înregistrat o scădere cu 9,8 % față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară, respectiv perioada 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea - T_G - 1,05 lei/MWh (s-au eliminat tarifele diferențiate pe zone de rețea); această componentă a înregistrat o scădere pentru zonele care aveau această componentă între 10 % și 31 % și o creștere cu 1,05 lei/MWh pentru zonele în care acest tarif zonal era nul;
- tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea T_L – 15,73 lei/MWh, (s-au eliminat tarifele diferențiate pe zone de rețea); această componentă a înregistrat o scădere cuprinsă între 3 % și 17 % pentru zonele de consum, cu excepția zonei Oltenia unde s-a înregistrat o creștere cu 3,1 % față de tariful zonal;

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

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada a treia de reglementare

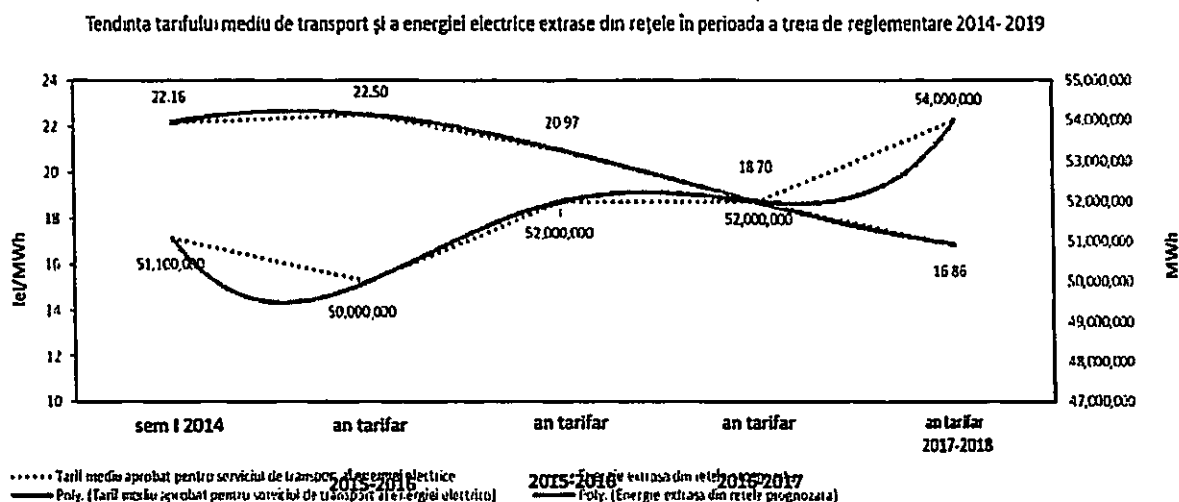


Scăderea cu 9,8 % a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2017, față de tariful aprobat pentru anul anterior (1 iulie 2016 – 30 iunie 2017), s-a datorat în principal creșterii consumului de energie electrică, inclusiv a exportului, a reducerii prețului de achiziție a energiei electrice necesare pentru acoperirea CPT în RET față de prețul prognozat, precum și ca rezultat al reducerii semnificative a inflației realizate în anul 2016 și 2017 față de prognozele anterioare ale Comisiei Naționale de Prognoză, utilizate la proiectarea tarifelor. O altă cauză a scăderii tarifului este nivelul scăzut al investițiilor realizate de OTS pentru serviciul de transport al energiei electrice, ceea ce a condus la corecții semnificative ale veniturilor reglementate, prin reducerea costurilor aferente investițiilor nerealizate, acordate ex-ante.

Evoluția tarifelor de transport al energiei electrice prezentată în figura anterioară pune în evidență descreșterea în perioada a treia de reglementare a tarifului mediu de transport, care deși nu se aplică în

facturi, este reprezentativ deoarece indică venitul reglementat unitar aferent fiecărui MWh extras sau consumat din rețele.

Evoluția înregistrată a fost determinată în principal de evoluția venitului reglementat și a consumului de energie electrică în România (evoluția energiei electrice extrase din rețele). În susținerea acestei afirmații, în figura următoare se prezintă prin comparație curbele de tendință de tip polinomial a tarifului mediu de transport și a cantității de energie electrică extrasă din rețele în perioada a treia de reglementare.



Notă: Curbele de tendință sunt curbe polinomiale

Factorii care determină evoluția tarifului mediu de transport, respectiv venitul reglementat, energia electrică introdusă și extrasă în /din rețele, corecțiile anuale și venitul încasat din tarifele aplicate se prezintă în tabelul 1 din *Anexa I*.

Evoluția veniturilor și a costurilor totale realizate de OTS, planificate și realizate în perioada a treia de reglementare, se prezintă în tabelul 2 din *Anexa I*. Tot în acest tabel se prezintă distinct evoluția costurilor cu CPT din RET.

De asemenea, în tabelul 2 din *Anexa I* se prezintă atât rezultatul financiar brut al serviciului de transport al energiei electrice prestat de OTS așa cum este raportat la ANRE prin machetele de monitorizare a activității acestuia, cât și rezultatul financiar brut al activității operatorului de transport și de sistem din situațiile financiare ale companiei la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Trebuie menționat că pentru a treia perioadă de reglementare ANRE a impus OTS o exigență mărită cu privire la fundamentarea și încadrarea categoriilor de costuri aferente serviciului de transport. Astfel, a fost reanalizată clasificarea costurilor de operare și mentenanță în controlabile – care pot fi supuse

eficientizării (reducerii) și necontrolabile – al căror nivel este stabilit de prevederi legale și nu sunt dependente de decizia managerială a OTS și, de asemenea, a fost resetată valoarea de referință a acestora.

Costurile cu CPT, care reprezintă cca. 20 % din totalul costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice sunt supuse unui mecanism de eficientizare prin stabilirea unor ținte de CPT reduse progresiv de la un an la altul al perioadei de reglementare. ANRE recunoaște în tarifele reglementate costurile înregistrate de OTS cu achiziția energiei electrice necesare acoperirii CPT în RET, numai în măsura în care cantitatea de energie electrică se încadrează în limitele anterior stabilite ca țintă de eficiență, iar prețul de achiziție nu depășește prețul mediu ponderat calculat cu luarea în considerare a prețului mediu stabilit pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale în proporție de 80 % și a celui stabilit pe Piața Pentru Ziua Următoare în proporție de 20 %. Pentru al treilea an tarifar, la solicitarea OTS care a fost acceptată ca fiind justificată de ANRE, prețul mediu de vânzare a energiei electrice pe Piața Pentru Ziua Următoare s-a mediat ponderat cu cantitățile de CPT în RET realizate orar de OTS. S-a avut în vedere faptul că profilul orar al energiei aferente CPT realizat în RET este diferit de cel al energiei electrice tranzacționate pe această piață, care corespunde profilului energiei electrice consumate în SEN.

Prin urmare, ANRE plafonează atât cantitatea cât și prețul de achiziție a energiei electrice necesare pentru acoperirea CPT, printr-o formulă care ține seama de evoluția prețului de tranzacționare în regim concurențial pe piața de energie. În structura de achiziție a CPT nu se acceptă dezechilibre cantitative mai mari de 10 % iar costul dezechilibrelor este plafonat începând cu data de 1 iulie 2017 la cel mult 5 % din prețul de referință.

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

3.3.2.2. Tarifele pentru serviciul de sistem și prețurile reglementate pentru furnizarea de către producători a serviciilor tehnologice de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem practicate în cursul anului 2017 de OTS, au fost determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem (Metodologie)*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 45/2017 și au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 27/2016 pentru perioada 1 iulie 2016-30 iunie 2017, prin Ordinul ANRE nr. 48/2017 pentru perioada 1 iulie 2017-31 decembrie 2017 și prin Ordinul ANRE nr. 122/2017 pentru perioada 1 ianuarie 2018-30 iunie 2018.

Astfel, în cursul anului 2017, ANRE a analizat costurile justificate aferente serviciului de sistem prestat de OTS și a aprobat începând cu 1 iulie 2017 următoarele tarife:

- **Tariful pentru serviciul de sistem** – 10,50 lei/MWh, având cele două componente:
- tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (acoperă costurile de achiziție a rezervelor de putere de la producători) – 9,39 lei/MWh și
- tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,11 lei/MWh.

Față de anul anterior, tariful pentru serviciul de sistem aplicat începând cu 1 iulie 2017 a înregistrat o scădere cu cca.18,5%.

Tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (STS) acoperă costurile cu achiziția STS furnizate de producători și a înregistrat o reducere cu 2,19 lei/MWh începând cu data de 1 iulie 2017 față de tariful aprobat pentru perioada 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017, care s-a datorat în principal estimării prețurilor cu achiziția în regim concurențial la nivelul prețurilor înregistrate în perioada iulie 2016 – mai 2017. De asemenea, au fost analizate detaliat veniturile și costurile înregistrate de CNTEE Transelectrica SA în perioada tarifară 2015-2016, precum și pe cele realizate/estimate din perioada tarifară 2016-2017, iar rezultatele au condus la necesitatea aplicării de corecții negative semnificative, venitului reglementat. La solicitarea OTS, corecția calculată ca fiind necesar a fi aplicată s-a eșalonat pe o perioadă de doi ani, pentru a evita riscul de neasigurare a necesarului de fonduri pentru achiziția STS mai ales în perioada de iarnă, când se suplimentează cantitățile de rezerve necesare pentru siguranța sistemului.

Tariful pentru serviciile funcționale de sistem (SFS) acoperă costurile proprii ale OTS cu acest serviciu și a înregistrat la 1 iulie 2017 o scădere cu 0,19 lei/MWh față de tariful aprobat pentru anul anterior.

La finalul anului 2017, OTS a solicitat revizuirea tarifului reglementat pentru servicii tehnologice de sistem începând cu 01.01.2018, motivat de faptul că prețurile cu achiziția serviciilor tehnologice de sistem în regim concurențial înregistrate sunt mai mari decât prețurile prognozate de ANRE la aprobarea tarifului în vigoare, societatea înregistrându-se cu pierderi financiare din activitatea de servicii tehnologice de sistem. *Metodologia* permite, conform prevederilor de la art. 45, revizuirea tarifelor pentru serviciul de sistem dacă se constată diferențe mai mari de 5 % între veniturile și costurile justificate ale OTS din perioada analizată.

ANRE a analizat costurile și veniturile justificate înregistrate pentru semestrul II al anului 2017 și a revizuit prețurile prognozate pentru semestrul I al anului 2018.

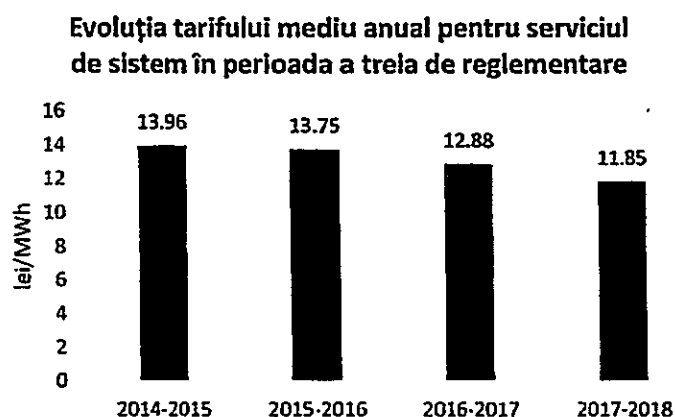
Prin Ordinul ANRE nr. 122/19.12.2017 s-au aprobat începând cu 1 ianuarie 2018 următoarele tarife:

- **Tariful pentru serviciul de sistem** – 13,17 lei/MWh, având cele două componente:
- tariful pentru serviciile tehnologice de sistem (acoperă costurile de achiziție a rezervelor de putere de la producători) – 12,06 lei/MWh și

- tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,11 lei/MWh.

Tariful pentru serviciile tehnologice de sistem a crescut de la 1 ianuarie 2018 cu 2,67 lei/MWh față de tariful aprobat prin Ordinul ANRE nr. 48/2017, însă a rămas în continuare mai scăzut decât tariful din anul 2016-2017.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifului pentru serviciul de sistem în perioada a treia de reglementare, exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, care reflectă modificările componentelor tarifului pentru serviciul de sistem menționate. Pentru anul tarifar 2017-2018 tariful de STS a fost exprimat ca medie a tarifelor de STS aprobate în cele două perioade, ponderată cu cantitățile de energie electrică extrasă din rețele.



Evoluția tarifului pentru serviciul de sistem reflectă modificările metodologice, precum și creșterea consumului de energie electrică în cea de-a treia perioadă de reglementare. Evoluția descrescătoare în perioada 2014-2017 a acestui tarif arată de asemenea eforturile OTS pentru eficientizarea costurilor cu serviciile de sistem, care conduc la obținerea de către OTS a unui câștig prin mecanismul metodologic de împărțire cu clienții serviciului a acestor câștiguri de eficiență.

Se menționează că tariful pentru SFS, inclus în tariful de sistem, are o evoluție neuniformă, cu creșteri și scăderi alternative, ca efect al evoluției neuniforme a bazei reglementate a activelor (BAR) aferente serviciului de sistem. Această bază cuprinde o pondere însemnată de active informatice, care au o durată de amortizare scurtă și din acest motiv realizarea de investiții importante sau dimpotrivă, nerealizarea de investiții într-un anumit an, conduce la variația costurilor de capital – amortizarea și rentabilitatea capitalului, dependente de valoarea BAR.

Factorii care determină tariful pentru serviciul de sistem, respectiv venitul reglementat, energia electrică extrasă din rețele, costurile și veniturile aferente serviciului de sistem se prezintă în tabelul 3 din *Anexa 1*.

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

Prețurile pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem

Conform art. 37 din *Metodologie*, serviciile tehnologice de sistem STS se achiziționează în regim concurențial, cu excepția STS furnizate în regim reglementat, în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și a STS furnizate de producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată exercitarea de către aceștia a poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică (SPEEH Hidroelectrică care furnizează energie electrică reactivă necesară pentru reglajul tensiunii în RET).

Astfel, în anul 2017, la stabilirea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem ANRE a pus în aplicare prevederile:

- *H.G. nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică și ale H.G. nr. 941/2014 pentru modificarea art. 4 din Hotărârea Guvernului nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică, prin care au fost stabilite obligații privind furnizarea de servicii tehnologice de sistem de către S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A., la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW (H.G. nr. 138/2013), respectiv 500 MW (H.G. nr. 941/2014), în condițiile reglementărilor emise de ANRE;*
- *H.G. 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 (H.G.), prin care s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la producătorii menționați în anexele 1A și 1B ale H.G..*

În aplicarea prevederilor metodologiei și ale hotărârilor de guvern menționate, ANRE a aprobat achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat în anul 2017, cu precizarea prețurilor reglementate, după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 906/22.06.2017 cu valabilitate în perioada 1 iulie 2017-30 iunie 2018, pentru SPEEH Hidroelectrică,

- Decizia ANRE nr. 907/22.06.2017 cu valabilitate în perioada 1 iulie 2017-31 decembrie 2017, pentru Complexul Energetic Hunedoara,
- Decizia ANRE nr. 185/17.02.2017, cu valabilitate în perioada 18 februarie 2017 – 15 martie 2017, pentru Electrocentrale București (grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 186/17.02.2017, cu valabilitate în perioada 18 februarie 2017 – 15 martie 2017, pentru Electrocentrale Galați (grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 187/17.02.2017, cu valabilitate în perioada 18 februarie 2017 – 15 martie 2017, pentru Veolia Energie Prahova SRL (grupuri din CET Brazi cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 1814/12.12.2017 cu valabilitate în perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, pentru Complexul Energetic Hunedoara,
- Decizia ANRE nr. 1815/12.12.2017, cu valabilitate în perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, pentru Electrocentrale București (grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 1816/12.12.2017, cu valabilitate în perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, pentru Electrocentrale Galați (grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ păcura),
- Decizia ANRE nr. 1908/22.12.2017, cu valabilitate în perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, pentru Veolia Energie Prahova SRL (grupuri din CET Brazi cu funcționare pe combustibil alternativ păcura).

3.3.2.3. Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2018, care reprezintă ultimul an al celei de-a treia perioade de reglementare (2014-2018), au fost aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 111 până la 118 din 2017.

În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. 44,3 TWh, care a fost distribuită în anul 2017.



În trimestrul IV al anului 2017 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, prin **Ordinele președintelui ANRE nr. 111 până la 118 din 2017**, tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2018. La determinarea acestor tarife au fost aplicate prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare.

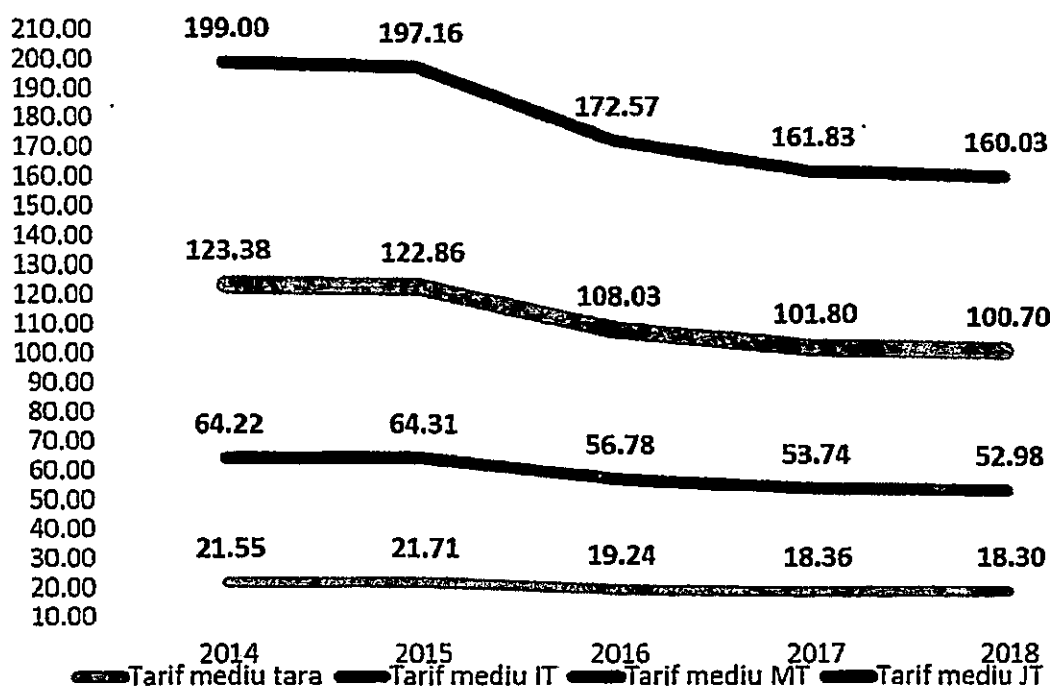
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, calculate ca medie ponderată a tarifelor specifice aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2018 cu cantitățile distribuite de energie electrică sunt următoarele:

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

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

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

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice care s-au aplicat în perioada 2014-2018 clienților finali, în funcție de nivelurile de tensiune la care locurile de consum ale acestora sunt racordate la rețelele electrice de distribuție, exprimate în termeni nominali:



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

Actuala perioadă de reglementare se caracterizează printr-un nivel mai redus al costurilor recunoscute în tarife, atât al celor de capital prin ajustarea ratei reglementate a rentabilității capitalului în conformitate cu condițiile economice actuale, cât și al celor de operare-mentenanță, care reflectă eficientizarea serviciului acumulată în perioada 2005-2013. De asemenea, pentru costurile cu pierderile tehnologice de rețea, ANRE a inclus în cadrul metodologiei mecanismul de stimulare a eficientizării acestora, cu efect atât asupra cantității cât și asupra prețului de achiziție.

Pentru determinarea tarifelor de distribuție care se aplică în anul 2018, au fost calculate și aplicate corecțiile anuale de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2016, precum și cele care au rezultat din

datele realizate și estimate a fi realizate în anul 2017, care au fost aplicate veniturilor liniarizate prognozate pentru acest an.

Corecțiile aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate de ANRE la sfârșitul anului 2017 pentru anul 2018 se prezintă în tabelul 4 din *Anexa 1*.

Datele prezentate în tabelul 4 din *Anexa 1* indică faptul că au fost aplicate corecții valorice semnificative care au redus veniturile reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari. Nivelul corecțiilor valorice anuale negative aplicate la stabilirea tarifelor pentru anul 2018 a rezultat în principal ca urmare a creșterii energiei electrice consumate, a reducerii rentabilității capitalului prin reducerea ratei reglementate a rentabilității la 7,7 % și prin eliminarea impozitului pe construcții speciale, începând cu data de 01 ianuarie 2017.

Analiza de detaliu a costurilor pe baza cărora s-au stabilit tarifele pentru serviciul de distribuție a fost prezentată în cadrul documentelor de aprobare a Ordinelor ANRE nr. 111 până la 118 din 2017. Se prezintă în tabelele 5-13 din *Anexa 1* situații centralizatoare privind factorii care au influențat tarifele de distribuție a energiei electrice, precum și evoluția pentru fiecare operator de distribuție a valorii tarifelor de distribuție a energiei electrice pe niveluri de tensiune aprobate de ANRE în perioada 2014-2017, precum și rezultatele financiare ale operatorilor de distribuție concesionari, prezentate în situațiile financiare la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din Legea energiei electrice nr. 123/2012, 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 site-urile proprii, ANRE a aprobat prin Decizia nr. 618/2015 machetele cu formatul cadrul pentru publicarea acestora.

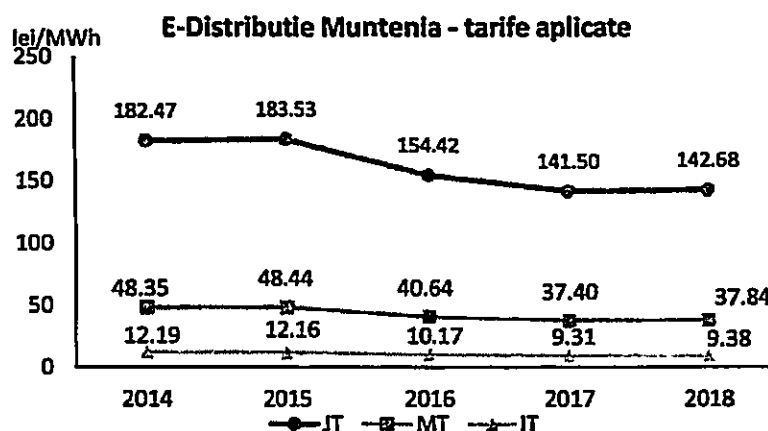
Pierderile înregistrate în rețelele electrice de distribuție din România incluzând consumul ilicit se situează la nivelul de 11 % din energia electrică intrată în contur și, din situația comparativă a CPT în rețele pentru anul 2014 întocmită de Banca Mondială, se constată că țara noastră se situează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

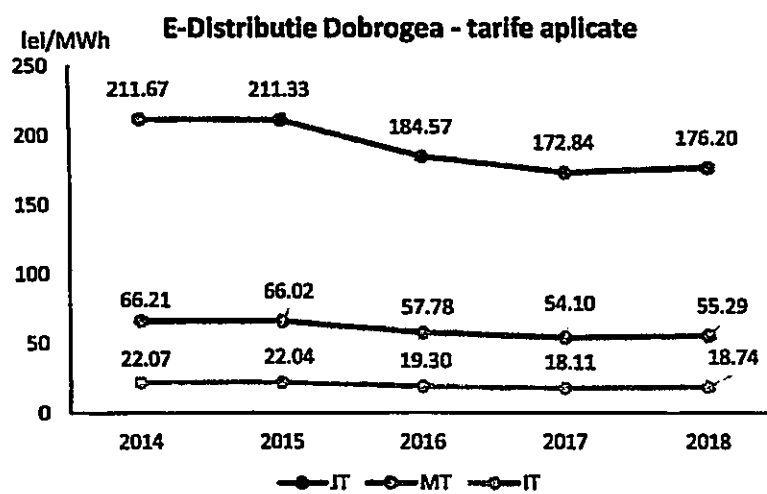
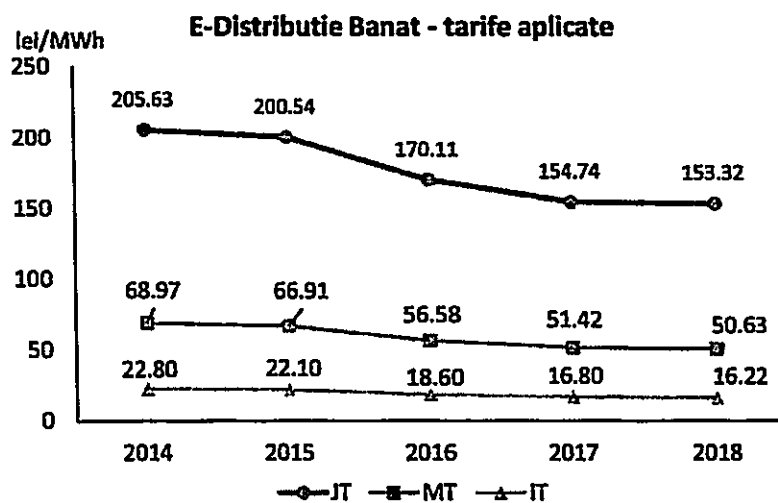
Se impune precizarea că nivelul total al pierderilor în RED nu reflectă strict eficiența rețelelor electrice dintr-o anumită țară întrucât acesta este puternic influențat de structura consumului pe niveluri de tensiune, în condițiile în care pierderile în rețelele de înaltă tensiune sunt în medie de cca. 1 %, în cele de medie tensiune, de cca. 4 %, în timp ce în cele de joasă tensiune se înregistrează pierderi de cca. 15 % din energia electrică intrată în conturul rețelei operatorului de distribuție. Fără a ignora faptul că în România este necesar ca pierderile în RED să fie reduse în continuare, în special la joasă tensiune, nivelul

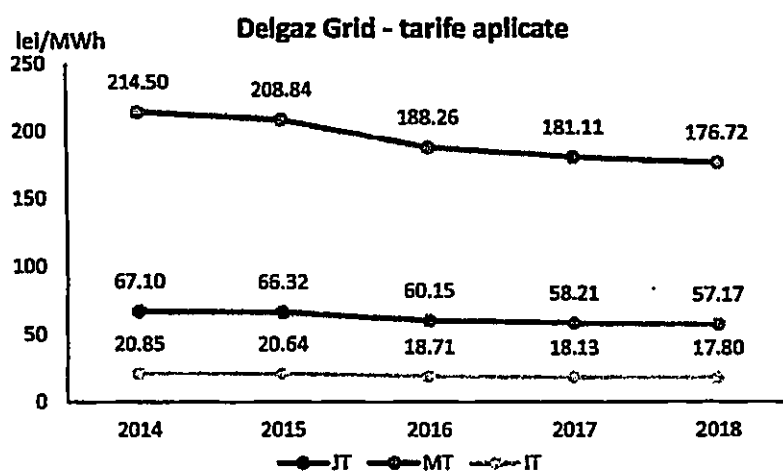
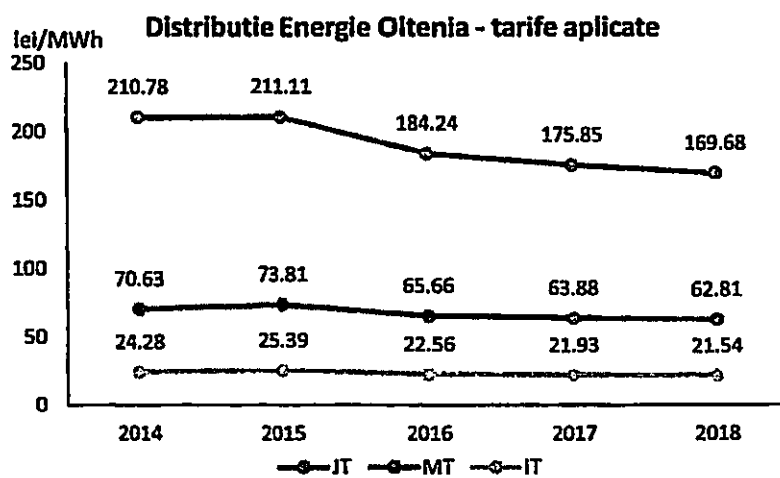
mic al pierderilor totale în rețele înregistrat în cazul țărilor puternic industrializate este explicabil și printr-o pondere mai mare a consumului la înaltă tensiune și la medie tensiune.

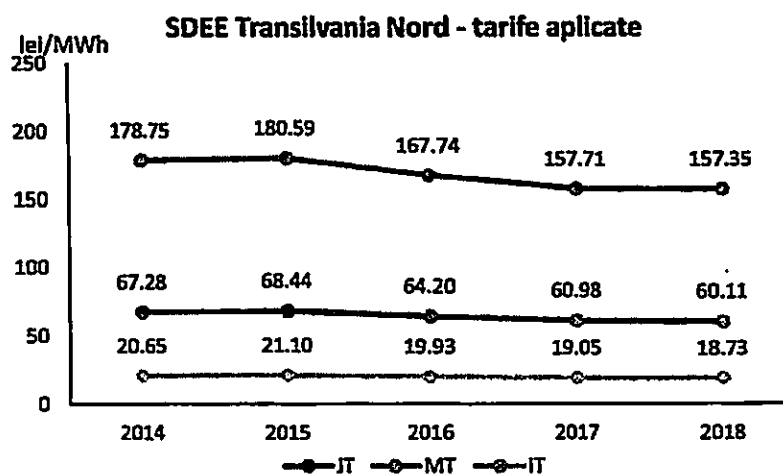
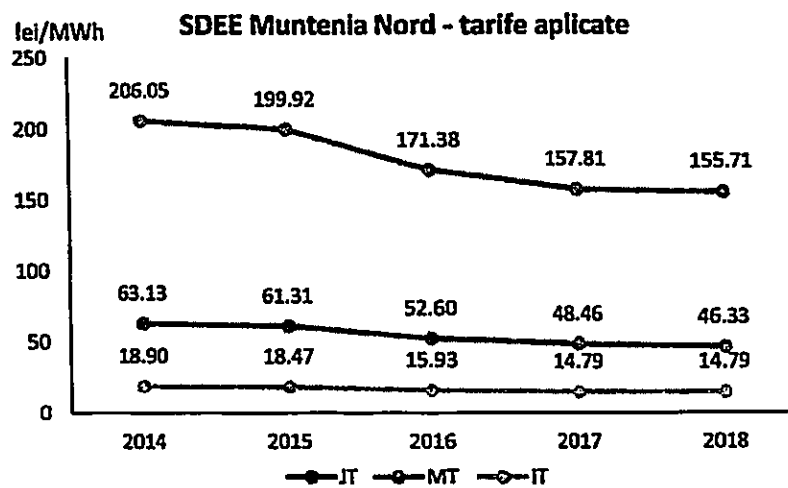
În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2008-2017, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2008-2017 de la 24 % la 17 % din total, în timp ce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

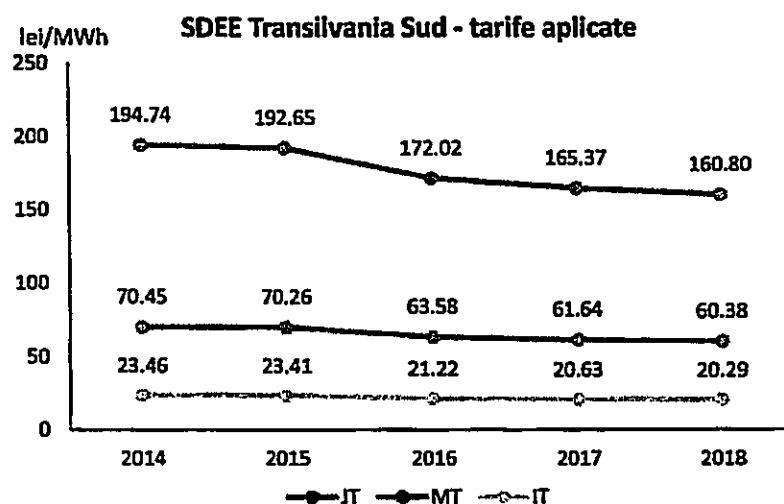
În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2014-2018, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali și rezultă prin însumarea tarifelor specifice aprobate de ANRE, pe care le plătesc clienții finali în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordate instalațiile pe care le dețin.



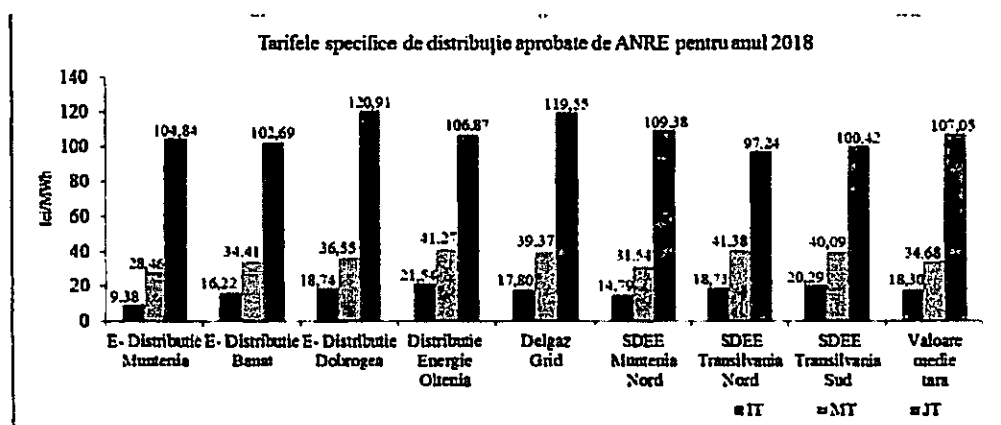








Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE pentru anul 2018, pentru cei opt operatori de distribuție concesionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termenii nominali ai anului 2018.



3.3.2.4. Tarifele pentru serviciul de distribuție prestat de operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari

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

Tarifele sunt determinate pe baza Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 102/2016.

În cursul anului 2017, a fost aprobată o decizie privind aprobarea tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari.

3.3.2.5. Tarifele de racordare la rețelele de interes public

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

Tr - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;

Tu - componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații, pentru care au fost stabilite tarife specifice determinate pe bază de deviz general pentru un caz mediu, reprezentativ pentru tipul respectiv de instalație;

Ti – componenta de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor (pentru racordarea unui loc de producere sau consum și producere), pentru care au fost stabilite tarife specifice „i”, corespunzătoare elementelor componente ale unei rețele electrice de interes public.

În situația racordării unui loc de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune sau a racordării unui loc de producere la rețeaua de distribuție de joasă tensiune, mărimea componentei **Tr** a tarifului de racordare se determină pe baza indicilor specifici pentru realizarea capacităților energetice pe categorii de elemente de rețea, componente posibile ale unei instalații de racordare, conform unor scheme și condiții de realizare standard.

În situația racordării locului de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune, valoarea componentei **Tu** a tarifului de racordare se calculează pe bază de tarife specifice. ANRE nu a modificat tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, astfel încât în cursul anului 2017 au fost aplicate cele aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 141/2014**.

3.3.2.6. Tarifele de emitere/actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament

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

În cursul anului 2017 ANRE a elaborat și a aprobat proiectul de ordin pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament. Modificările aduse ordinului 114/2014 au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 63/2017.

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

3.3.2.7. Tariful practicat de operatorul pieței de energie electrică

Tariful practicat în anul 2018 de Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. în calitate de operator al pieței de energie electrică a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 125/20.12.2017. Tariful este perceput de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. pentru serviciile prestate participanților la piețele centralizate de energie electrică și de certificate verzi în baza convențiilor de participare încheiate de operator cu aceștia. Tariful se determină în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 67/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică are următoarele componente:

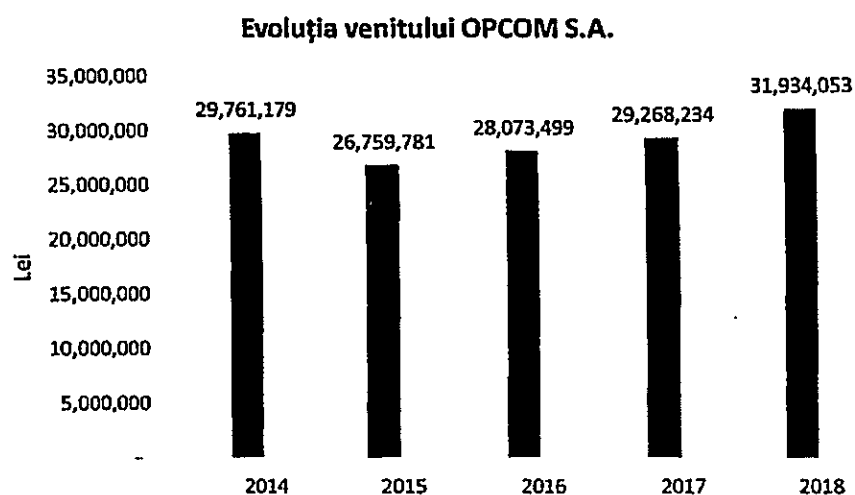
- T_{inscr} cu valoarea de 440 lei/participant la înscriere;
- T_{admin} cu valoarea de 11.000 lei/participant/an/piață pentru participanți cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1$ MW, cu valoarea de 1.000 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1$ MW, respectiv cu valoarea de 100 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $P_i < 100 \text{ kW}$;
- $T_{\text{tranz contraparte}}$ cu valoarea de 0,11 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul este contraparte;

- $T_{\text{tranz bilateral}}$ cu valoarea de 0,06 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul nu este contraparte, cu excepția pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC);

- $T_{\text{tranz bilateral PC-OTC}}$ cu valoarea de 0,05 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC).

Față de anul anterior componenta $T_{\text{tranz bilateral}}$ a înregistrat o creștere cu 50 %, de la valoarea de 0,04 lei/unitate tranzacționată la 0,06 lei/unitate tranzacționată, iar componenta $T_{\text{tranz bilateral PC-OTC}}$ a înregistrat o scădere cu 16,6 %, de la 0,06 lei/unitate tranzacționată la 0,05 lei/unitate tranzacționată.

În figura următoare se prezintă evoluția venitului din tarif al Operatorului Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. pentru perioada 2014 – 2018. Pentru anii 2017 și 2018 valoarea venitului aferent este estimată, respectiv prognozată.



3.3.2.8. Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă

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

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

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

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

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă aplicate de operatorii rețelelor electrice de distribuție în anul 2018 sunt cele aprobate prin Ordinele ANRE nr. 111 până la nr. 118 din 2017 și au înregistrat, după caz, reduceri de până la 4,6 % față de nivelul anterior.

II.3.4 Sisteme de măsurare inteligentă a energiei electrice

- Procesul de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice a fost inițiat și se derulează având ca bază respectarea prevederilor art. 66 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, care transpun prevederile similare din Anexa referitoare la măsurile pentru protecția consumatorilor a Directivei 72/2012 privind piața internă a energiei electrice și impun verificarea fezabilității implementării sistemelor de măsurare inteligente și aprobarea unui calendar de implementare a sistemelor de măsurare inteligente până în 2020 și pentru 80% dintre clienți în cazul în care evaluarea indică un rezultat pozitiv al analizei cost-beneficiu, în cadrul planurilor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari.

De asemenea, art. 10.11.15 ale Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, prevăd ca în măsura în care este posibil din punct de vedere tehnic, rezonabil din punct de vedere financiar și poate conduce la economii de energie, să se implementeze sisteme de contorizare inteligentă în condițiile prevăzute de Legea nr. 123/2012, astfel încât în contextul unui cadru de reglementare adecvat, inclusiv existența tarifelor dinamice de rețea și de furnizare să se obțină creșterea eficienței energetice prin reducerea consumului, răspunsul la cerere, producerea distribuită, stocarea energiei.

Evaluarea implementării sistemelor de măsurare inteligentă (SMI) din punctul de vedere al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare s-a realizat de către firma de consultanță A.T. Kearney în cadrul Raportului „Contorizarea inteligentă în România”, care arată că implementarea contorizării inteligente conform obiectivului impus

de Comisia Europeană are potențialul de a fi o investiție profitabilă în sectorul energiei electrice, deoarece ar putea conduce la reducerea costurilor cu citirea contoarelor, a pierderilor din rețea și a costurilor de operare și mentenanță, în timp ce economiile de energie consumată deși sunt posibile, rămân nesemnificative (maxim 4%). Costul total a fost evaluat la 98 euro/punct de măsurare iar beneficiul total la 129 euro/punct de măsurare. Pentru sectorul gazelor în condițiile în care nu există obiective impuse de către Comisia Europeană, implementarea contorizării inteligente conduce al un venit net actualizat negativ.

ANRE a analizat ipotezele pe care s-a fundamentat analiza cost beneficiu și concluziile raportului A.T. Kearney și a constatat necesitatea de a se identifica soluțiile optime de implementare și costurile aferente acestora în condițiile diferențelor de consum între zone de rețea și diferențele de stare tehnică reală a rețelei electrice de joasă tensiune din România. Din acest motiv, a decis cu prudență, realizarea în prealabil a unor proiecte-pilot.

Prin Ordinul nr. 91/2013 s-a stabilit ca în anul 2014 să se realizeze proiecte pilot în zone de rețea urbane și rurale rețehnologizate și neretehnologizate, având definite structura și funcționalitățile obligatorii și optionale. Acestea erau necesare pentru stabilirea soluției tehnice potrivite pe zone de rețea și nivelul real al costurilor de implementare.

Din motive procedurale proiectele pilot propuse nu au mai putut fi realizate în cursul anului 2014.

Prin Ordinul ANRE nr. 145/2014 s-a continuat testarea soluțiilor de implementare a SMI introducându-se cerințele prevăzute în Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, s-au inclus criteriile pentru analiza cost/beneficiu a proiectelor pilot și s-a redus aria de realizare a proiectelor pilot la zone urbane și rurale exclusiv cu rețele modernizate.

Prin Ordinul ANRE nr. 6/2016 s-a decis prelungirea perioadei de realizare a proiectelor pilot și pentru anul 2016, precum și includerea de proiecte pilot pentru zone urbane și rurale neretehnologizate. S-a prevăzut în același timp dreptul operatorilor de a realiza în anul 2017 investiții de implementare a SMI, la o valoare limitată la 10 % din valoarea programului anual de investiții, în condiții de eficiență prevăzute de cadrul de reglementare cu privire la investiții.

Situația realizărilor de proiecte pilot de implementare a SMI

În anul 2015 toți cei opt operatori au realizat în total un număr de 18 proiecte pilot în valoarea totală de 71,1 milioane lei, în care au fost integrați un număr total de cca. 118.000 de clienți, din care 110.000 casnici și 8000 clienți noncasnici. Costul mediu unitar al implementării a rezultat de 603 lei/client.

În anul 2016 cinci operatori au realizat în total un număr de 22 de proiecte pilot în valoarea totală de 46,1 milioane lei, în care au fost integrați un număr total de 165.000 clienți, din care 156.000 casnici și 9000 noncasnici. Costul mediu unitar al implementării a rezultat de 280 lei/client.

În anul 2017 patru operatori au realizat lucrări în valoarea totală de 47,6 milioane lei, în care au fost integrați un număr total de 159.000 clienți, din care 150.000 casnici și 9000 noncasnici. Costul mediu unitar al implementării a rezultat de 300 lei/client.

Numărul total de consumatori care au fost integrați în SMI în perioada 2015-2017 este de 443.000, ceea ce reprezintă 4,8 % din numărul total de 9,24 milioane de consumatori alimentați la nivelul de joasă tensiune (procent care variază de la operator la operator între 0 și 12 %). Costul investițional aferent acestor lucrări este de cca. 164,8 milioane lei, iar costul unitar rezultat este de 372 lei.

Există o variație mare a costurilor unitare între proiectele operatorilor din cauza soluției tehnice alese și, după identificarea soluției optime, există posibilitatea reducerii costului unitar al investiției, în concret acesta a scăzut cu 52 % a în anul 2016 față de anul 2015.

În ceea ce privește beneficiile rezultate din aceste lucrări, dintre cele evidențiate și în studiul de A.T. Kearney, din monitorizarea succintă realizată s-au constatat următoarele:

Costul cu citirea contoarelor, în valoare estimată de operatori între 2 până la 15 lei/client a înregistrat o reducere cu 0,5 până la 14 lei/client, ceea ce reprezintă o reducere cu 20 % până la 95 % a acestui cost. Beneficiile semnificative indică o integrare completă a utilizatorilor în zone, ceea ce a permis eliminarea citirii prin deplasarea operatorilor la locul de consum.

Operatorii au evaluat un câștig din reducerea CPT comercial la nivelul de joasă tensiune în zonele integrate în SMI între 1 și 15 procente și un câștig din reducerea CPT tehnic până la 5 %, evaluat la cca. 7.000 MWh, în valoare de 1,4 milioane lei. Totuși, aceste rezultate au un grad ridicat de incertitudine, deoarece metoda de determinare nu a fost stabilită și aplicată unitar.

Costul cu deconectarea/reconectarea care este estimat de operatori între 4 și 40 de lei/client, a fost redus cu până la 15 lei/client, respectiv cu până la 80 %.

Contoarele sistemelor SMI au permis de asemenea urmărirea depășirilor puterii contractate pe loc de consum, a variațiilor tensiunii în afara limitelor stabilite prin standardul de calitate.

Propuneri privind implementarea SMI pe scară largă

În luna martie 2017 ANRE a lansat în consultare publică un proiect de ordin privind planul național de implementare pe scară largă a SMI, care prevedea integrarea clienților finali în decursul a zece ani începând cu anul 2017, într-o proporție stabilită de fiecare operator pe criterii de eficiență. Proiectul prevedea și caracteristicile tehnice ale SMI, condiții pentru asigurarea securității datelor cu caracter personal, pentru protecția sănătății persoanelor și asigurarea interoperabilității SMI, precum și prevederi referitoare la monitorizarea realizării planului național și a performanțelor SMI în vederea recunoașterii costurilor aferente în tarifele reglementate.

În urma experienței acumulate, operatorii au transmis propuneri diferite de implementare a SMI în perioada 2017-2020, conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 6/2016 și anume:

- Trei operatori și-au propus să integreze în SMI între 70 -80 % din clienți;
- Doi operatori și-au propus să integreze în SMI între 40 și 50 % din clienți;
- Trei operatori și-au propus să integreze în SMI între 10 și 30 % din clienți;
- Un singur operator face demersuri pentru accesarea de fonduri nerambursabile pentru finanțarea programului.

Perioada de implementare propusă în proiectul de ordin nu se mai putea încadra în termenul limită – anul 2020 prevăzut în Legea nr. 123/2012, implementarea SMI în acest termen fiind nesustenabilă financiar și logistic, deci imposibil de realizat de către operatori. În aceste condiții, procesul de aprobare a proiectului de ordin a fost oprit, fiind necesară modificarea termenului limită prevăzut de Lege. ANRE a făcut demersuri către Ministerul Energiei pentru modificarea art. 66 din Legea nr. 123/2012 dar până în prezent acesta nu a fost modificat.

Pentru asigurarea continuării implementării SMI în anul 2018, ANRE a aprobat Ordinul nr. 25/2018 prin care s-a prelungit posibilitatea operatorilor concesiionari de distribuție de a realiza și în anul 2018 investiții pentru implementarea SMI, în valoare de cel mult 10 % din valoarea programului de investiții. În vederea recunoașterii acestor investiții în tarife, costul mediu unitar al investițiilor trebuie să se încadreze într-o variație de cel mult 10 % față de costul mediu rezultat investițiile realizate în anul 2018 de toți operatorii de distribuție.

Pentru anul 2018 cinci operatori au programat în planurile anuale de investiții lucrări de integrare în SMI a 270.000 clienți finali, în valoarea totală de 78,6 milioane lei, la un cost mediu unitar al implementării de 290 lei/client.

Bugetul implementării SMI pe scară largă

Bugetul estimat pentru integrarea tuturor clienților finali în SMI, în număr total de 8,8 milioane, este de cca 3,3 miliarde lei, la costul mediu ponderat rezultat din toate proiectele realizate de toți operatorii, de 370 lei/client.

Bugetul estimat reprezintă între 19 % din valoarea totală a planurilor de investiții pe zece ani ale tuturor operatorilor, în valoare de 17,4 miliarde lei, considerată la nivelul și în termenii anului 2018.

Impactul asupra lucrărilor de investiții în rețelele electrice este semnificativ. Pentru implementarea SMI operatorii trebuie să aloce anual între 11 și 33 % din valoarea planului anual, ceea ce conduce la reducerea valorii disponibile pentru investițiile în rețeaua electrică, necesare pentru asigurarea siguranței în funcționare a acesteia și a calității serviciului de distribuție. Dacă se raportează la valoarea investițiilor necesare la nivelul de joasă tensiune, având în vedere că SMI se implementează la consumatorii de tip casnic, acest impact se dublează. Ori, necesarul de investiții la acest nivel de tensiune este mare în condițiile unui grad de îmbătrânire avansat al rețelilor electrice de distribuție.

În acest sens, studiul realizat de ACUE cu consultantul Pöyry-CIGA arată că în medie 58 % din capacitățile rețelei electrice de distribuție au fost puse în funcțiune cu mai mult de 35 de ani în urmă și doar 15 % sunt mai noi de 15 ani, cu diferențe semnificative între operatori. Operatorul campion are 21 % dintre activele sale puse în funcțiune în ultimii 15 ani, în timp ce la celalalt capăt al spectrului, un alt operator are numai 10 % dintre active puse în funcțiune în ultimii 15 ani. Efortul investițional în perioada 2005-2017 a fost de cca. 13 miliarde lei, fără a include efectul inflației.

Nivelul de calitate al serviciului este sub cel din țările membre, pentru exemplificare în anul 2017 SAIDI neplanificat mediu pe țară este estimat la cca. 290 min/an față de intervalul 40-150 de min/an înregistrat în anul 2014 în celelalte țări europene, iar SAIFI neplanificat mediu pe țară este estimat la cca. 3,5

întreruperi/an față de nivelul european din anul 2014 de 0,1-2 întreruperi/an. Rețeaua electrică de medie tensiune contribuie în proporție de 86 % la indicatorii globali SAIDI și SAIFI, ca urmare a deprecierii tehnice a materialelor la sfârșitul duratei de viață, situație care este similară cu cea europeană, unde 70 % din incidente se produc în rețeaua de medie tensiune.

Date comparative privind analiza cost-beneficiu realizată în diferite state ale UE

În baza prevederilor Directivei CE 72/2009, a Recomandării CE nr. 148/2012 și a Ghidului pentru întocmirea analizei cost-beneficii pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă întocmit în 2012 de către Centrul Comun de Cercetare Științifică și Tehnică, statele membre au efectuat analize cost-beneficiu, prin servicii asigurate de firme de consultanță specializate, pentru fundamentarea deciziei de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă.

Ipotezele și scenariile pe care s-au efectuat analizele cost-beneficiu au fost diferite, de la țară la țară, în funcție de condițiile specifice (infrastructura unică de comunicație și prelucrare a datelor de măsurare pentru energia electrică și gazele naturale, nivelul consumurilor medii lunare pe gospodărie, gradul de dezvoltare și integrare a micii producții locale de energie electrică din surse regenerabile, condițiile de asigurare a securității, durata medie normată de amortizare a activelor etc.).

O sinteză a rezultatelor acestor analize, în ceea ce privește nivelul costurilor, este prezentată în Studiul privind analiza cost-beneficiu al SMI în țările membre UE realizat de consultantul spaniol Mercados EMI în iunie 2015 (Study on cost benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States - final report – ICCS-NTUA, Athens, AF Mercados EMI, Madrid – 25 June 2015).

Analiza indică faptul că pentru România costul unitar pe punctul de măsurare este evaluat la un nivel de 98 €, printre cele mai mici costuri din Europa, în timp ce costurile unitare evaluate diferă de la țară la țară între 98 € în România 686 € în Belgia – Walonia.

Din analiza structurii costurilor luate în considerare în analizele cost-beneficiu ale statelor membre rezultă că diferențele mari sunt la costurile cu tehnologia informației, de la 1,5 €/punct de măsură în România la 110 €/punct de măsură în Cehia, la costurile cu comunicațiile de la 19 €/punct de măsură în România, la 145 €/punct de măsură în Belgia – Brussels. De asemenea, se constată diferențe importante și în numărul tipurilor de costuri incluse, România și Slovacia au 3 poziții de costuri, iar Cehia și Ungaria au 8 poziții de costuri.

Din analiza comparativă prezentată în studiul AF Mercados menționat, se poate deduce că analiza cost-beneficiu pentru România a rezultat pozitivă prin omiterea unor costuri precum și prin subevaluarea celor luate în calcul.

Perspective

ANRE consideră că este necesară modificarea prevederilor art. 66 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, prin prelungirea termenului de implementare a SMI și condiționarea implementării SMI de eficiența investiției și beneficiul adus clientului final.

Astfel, la acest moment, ANRE consideră că implementarea SMI ar trebui să fie aplicată pentru categoriile de clienți al căror consum permite obținerea unor beneficii privind creșterea eficienței energetice și pentru utilizatorii care dețin capacități de producere și livrează energie electrică în rețele. La celelalte categorii de clienți, implementarea SMI ar trebui să se realizeze exclusiv în condiții de eficiență a investițiilor, pe bază de analize cost-beneficiu realizate pe zone de rețea. Apreciem că pe măsura maturizării tehnologiilor SMI și a reducerii costurilor investiționale, aceste sisteme se vor putea extinde progresiv în toate zonele de rețea.

Este necesară aprobarea Ordinului pentru implementarea pe scară largă a SMI după modificarea Legii și în aplicarea acesteia, proiect care a fost programat a fi finalizat în trimestrul 3 al anului 2018, ceea ce va permite operatorilor să fundamenteze costurile cu includerea acestor investiții pentru perioada a patra de reglementare.

ANRE va monitoriza investițiile pentru implementarea SMI realizate de operatori, va reanaliza și va actualiza analizele cost-beneficiu pe baza acestor proiecte care au identificat soluții tehnice, zone recomandate de implementare, costuri, probleme tehnice și tehnologice în implementare. În cadrul acestei analize, este necesară introducerea suplimentară sau reevaluarea costurilor cu comunicațiile și tehnologia informației, asigurarea securității datelor și a interoperabilității, precum și reanalizarea și actualizarea beneficiilor implementării SMI, atât pentru operatori cât și pentru consumatori. Deoarece în România nivelul consumului mediu lunar de energie electrică este scăzut în raport cu cel înregistrat în alte țări comunitare, apreciem că la costuri similare, nivelul beneficiilor potențiale este semnificativ mai mic.

Instalarea SMI este benefică în special operatorilor. Pentru a aduce beneficii clienților finali este necesară adaptarea cadrului de reglementare care să permită utilizarea funcționalităților SMI de către clienții finali casnici direct sau prin intermediul unor furnizori de servicii, pentru reglajul consumului în funcție de prețul energiei, în contextul obiectivului global de reducere cu 20 % a consumului de energie primară al Uniunii până în 2020.

Dacă în ceea ce privește realizarea funcționalităților SMI acest lucru este deja implementat de către fabricanții de contoare, managementul datelor de măsurare și asigurarea securității și confidențialității este încă o problemă nerezolvată, aflată în dezbatere.

II.4. Reglementari tehnice, licențe, autorizații

II.4.1. Reglementări tehnice

4.1.1. Metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul

În anul 2017, ANRE a aprobat prin **Decizia nr. 2/06.11.2017, Metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul**, care transpune în cadrul de reglementare național prevederile art. 16 din *Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare*

privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor. (denumit în continuare *Regulamentul nr. 1222*). *Regulamentul nr. 1222* stabilește linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor pe piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice de energie electrică, inclusiv cerințele pentru stabilirea unor metodologii comune, în vederea facilitării comerțului cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni.

În vederea realizării cuplării unice a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, capacitatea transfrontalieră disponibilă trebuie să fie calculată într-o manieră coordonată de către operatorii de transport și de sistem. În acest scop, trebuie să stabilească un model comun de rețea, inclusiv estimări privind producerea de energie electrică, consumul de energie electrică și starea rețelei de energie electrică pentru fiecare oră. Modelul comun de rețea este format pe baza modelelor individuale de rețea constituite la nivelul fiecărei zone de ofertare.

Fiecare operator de transport și de sistem (OTS) are obligația de a pregăti un model individual de rețea pentru aria sa de control, care trebuie să includă *date privind producția și consumul de energie electrică, precum și informații privind topologia rețelei electrice*. Modelele individuale de rețea vor fuziona pentru a forma modelul comun de rețea.

Decizia privind aprobarea *Metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul* a fost emisă în temeiul prevederilor art. 9 alin. (5), alin. (6) lit. c) și alin. (10) din *Regulamentul nr. 1222*, făcând parte din categoria termenilor, condițiilor și metodologiilor care necesită o decizie din partea mai multor autorități de reglementare, caz în care acestea se consultă, cooperează îndeaproape și se coordonează pentru a ajunge la un acord comun. Acest fapt s-a concretizat prin documentul de poziție emis din data de 28.10.2016, prin care toate autoritățile de reglementare au convenit, în cadrul Forumului Reglementatorilor în Energie, aprobarea propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru *Metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul*.

Metodologia prezintă tipurile de utilizatori ai rețelei electrice ce au obligația de a furniza OTS informații privind producția și consumul de energie electrică, precum și datele necesare privind producția, consumul și topologia rețelei electrice de distribuție, astfel încât acestea să fie utilizate la realizarea modelului individual de rețea și ulterior, să contribuie la realizarea modelului comun de rețea. Totodată, *Metodologia* include o propunere de calendar privind punerea în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acesteia în ceea ce privește obiectivele *Regulamentului nr. 1222*, prevăzute la art. 3 al acestuia.

4.1.2. Criteriile de acordare a derogărilor unităților generatoare și centralelor compuse din module generatoare de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de racordare

Prin Ordinul ANRE nr. 5/08.02.2017 au fost aprobate *Criteriile de acordare a derogărilor unităților generatoare și centralelor compuse din module generatoare de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de racordare.*

Conform art. 61 al Regulamentului (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (denumit în continuare Regulamentul nr. 631), ANRE a avut obligația să stabilească criteriile de acordare a derogărilor, ce vor fi utilizate atât de gestionarii unităților generatoare/centralelor electrice compuse din module generatoare, cât și de operatorii de distribuție și de operatorul de transport și de sistem, în vederea solicitării de derogări de la obligația respectării uneia sau mai multor prevederi ale normei tehnice de racordare a unităților generatoare/centralelor compuse din module generatoare.

Criteriile de derogare au vizat faptul că:

- a) Derogarea nu trebuie să afecteze siguranța în funcționare și stabilitatea Sistemului Energetic Național;
- b) Derogarea nu trebuie să restricționeze comerțul transfrontalier de energie electrică.
- c) Derogarea nu trebuie să aibă un impact negativ din punct de vedere tehnico-economic asupra unei terțe părți;
- d) Derogarea nu conduce la avantaje concurențiale pentru solicitant în raport cu ceilalți participanți la piața de energie electrică;
- e) Conformarea la una sau mai multe cerințe ale normei tehnice de racordare creează solicitantului dificultăți tehnice, justificate prin documentația anexată solicitării pentru acordarea derogării;
- f) Infrastructura operatorului de rețea relevant nu permite îndeplinirea cerințelor prevăzute în norma tehnică de racordare, pentru care s-a solicitat acordarea derogării; durata de valabilitate a derogării se stabilește până la adaptarea infrastructurii operatorului de rețea la care solicitantul se racordează;
- g) Unitatea generatoare/centrala compusă din module generatoare este racordată la un nivel de tensiune care nu este în mod curent utilizat pentru categoria din care face parte;
- h) Nu există alți gestionari ai unităților generatoare/centralelor compuse din module generatoare sau alți operatori de rețea cu caracteristici tehnice similare, care au implementat cerințele solicitate de norma tehnică de racordare în condiții similare solicitantului care aplică pentru derogare (tratament nediscriminatoriu).

Derogările de la obligația respectării uneia sau mai multor prevederi ale normei tehnice de racordare a unităților generatoare/centralelor compuse din module generatoare se acordă pe o durată limitată de timp. Orice solicitare de acordare a derogărilor se va baza pe rezultatele unei analize cost-beneficiu (prevăzută la art. 38 și art. 39 ale *Regulamentului nr. 631*) și pe verificarea îndeplinirii criteriilor de acordare a derogărilor.

Deciziile de derogare acordate de către ANRE vor fi consemnate într-un registru național, care va respecta un format unic stabilit la nivel european. ANRE poate revoca o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care motivele care stau la baza acordării derogării nu se mai aplică, la recomandarea

motivată a Comisiei Europene (CE) sau la recomandarea motivată a Autorității pentru Cooperare a Reglementatorilor din domeniul Energiei (ACER).

4.1.3. Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26.08.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu

Calendarul de implementare a Regulamentului (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26.08.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (denumit în continuare Regulamentul nr. 1447), a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 473/29.03.2017.

Calendarul de implementare a prevederilor *Regulamentului nr. 1447* a fost întocmit în vederea respectării etapelor și termenelor referitoare la elaborarea de cerințe/proceduri/metodologii privind racordarea la rețeaua electrică a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (sisteme HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (MGCCC).

Prin implementarea *Regulamentului* se urmărește armonizarea la nivel european a cerințelor pentru racordarea la rețeaua electrică a sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC. Cerințele prevăzute de *Regulament* se aplică sistemelor HVDC care:

- racordează zone sincrone sau zone de reglaj, inclusiv schemele back-to-back;
- racordează modulele generatoare din centrală la o rețea electrică de transport sau la o rețea electrică de distribuție;
- sunt integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua electrică de transport;
- sunt integrate într-o zonă de reglaj, sunt racordate la rețeaua electrică de distribuție și au impact transfrontalier.

Decizia conține obligații privind elaborarea de către operatorul de transport și de sistem, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în colaborare cu operatorii de distribuție concesionari, la termenele stabilite în calendarul de implementare, a reglementărilor ce rezultă din prevederile *Regulamentului nr. 1447*, necesare implementării acestuia la nivel național. Se menționează că termenele stabilite în cadrul calendarului de implementare sunt de natură a asigura o rezervă confortabilă față de termenul limită impus de *Regulamentul nr. 1447* pentru implementare, respectiv de trei ani de la data publicării acestuia în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene.

În consecință, prin intermediul calendarului de implementare a prevederilor *Regulamentului* au fost prevăzute termenele pentru elaborarea și aprobarea la nivel național a următoarelor documente:

- Normă tehnică privind cerințele generale și specifice pentru racordarea la rețeaua electrică a sistemelor HVDC și a stațiilor de conversie HVDC situate la capetele liniilor electrice de transport în curent continuu;
- Normă tehnică privind cerințele specifice pentru racordarea la rețeaua electrică a modulelor MGCCC;
- Procedura de notificare pentru racordarea la rețeaua electrică a sistemelor HVDC, a stațiilor de conversie HVDC și a modulelor MGCCC și de verificare a conformității acestora cu cerințele tehnice privind racordarea la rețelele electrice de interes public, prevăzute în normele tehnice;
- Metodologia de analiză cost-beneficiu pentru identificarea cerințelor din normele tehnice ce trebuie îndeplinite și de sistemele HVDC existente și de modulele MGCCC existente, racordate la rețeaua electrică, precum și pentru identificarea cerințelor din normele tehnice care nu se vor aplica sistemelor HVDC noi și modulelor MGCCC noi, ca urmare a acordării derogării;
- Criteriile de acordare a derogărilor de la una sau mai multe cerințe ale normei tehnice gestionarilor sistemelor HVDC noi sau existente, după caz și a modulelor MGCCC noi sau existente, după caz;
- Procedura privind acordarea derogărilor de la una sau mai multe cerințe ale normei tehnice gestionarilor sistemelor HVDC noi sau existente, după caz și a modulelor MGCCC noi sau existente, după caz.

4.1.4. Decizia ANRE nr. 730/17.05.2017 privind încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare produse de societatea ÖkoFEN Forschungs-und Entwicklungs Ges.m.b.H.

În cadrul *Regulamentului nr. 631/2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (Regulamentul nr. 631)* sunt prevăzute condiții speciale referitoare la grupurile generatoare care utilizează tehnologii emergente, respectiv *Dispoziții tranzitorii pentru tehnologiile emergente (Titlul VI din Regulament)*.

Această secțiune se referă la o categorie aparte de unități generatoare de mică putere, care, la data intrării în vigoare a *Regulamentului nr. 631*, utilizează tehnologii recent ieșite din stadiul de dezvoltare, motiv pentru care nu au implementat soluțiile tehnice necesare care să le permită conformarea la cerințele cu aplicabilitate generală impuse prin *Regulamentul nr. 631*. Încadrarea tehnologiilor utilizate de aceste grupuri generatoare în categoria tehnologiilor emergente se face la cererea fabricantului unității

generatoare și este valabilă o perioadă limitată, până când capacitatea maximă a unităților generatoare clasificate în categoria celor care utilizează tehnologii emergente care se pot racorda la rețea atinge cota maximă alocată României, de 9,49 MW. Astfel, prevederile aferente acestei secțiuni din *Regulamentul nr. 631* oferă posibilitatea unor unități generatoare care utilizează tehnologii care au depășit faza de cercetare și dezvoltare, dar care nu au atins pragul de maturitate și care nu pot îndeplini anumite cerințe ale *Regulamentului nr. 631*, să fie comercializate în anumite cantități în fiecare dintre statele membre UE.

Articolul 66 din *Regulament* enunță condițiile necesare pentru ca o unitate generatoare să fie clasificată în categoria celor care utilizează tehnologie emergentă, respectiv:

- unitatea generatoare să fie de categorie A (adică, pentru România, puterea instalată a unităților generatoare trebuie să fie cuprinsă în intervalul [0.8 kW÷1MW) și tensiunea punctului de racordare să fie mai mică de 110 kV);
- tehnologia să fie disponibilă pe piață și
- vânzările cumulate ale unităților generatoare ce utilizează tehnologia într-o zonă sincronă, în momentul depunerii cererii pentru încadrarea ca tehnologie emergentă, nu depășește 25% din nivelul maxim al capacității maxime cumulate stabilite conform prevederilor *Regulamentului*, adică 0,1% din consumul maxim anual în 2014 în respectiva zonă sincronă.

Conform prevederilor acestui articol, firma **ÖkoFEN Forschungs-und Entwicklungs Ges.m.b.H.**, cu sediul în Gewerbepark 1, 4133 Niederkappel, Austria, a solicitat încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare model **Pellematic Smart e_ST 16** (microcentrale cu cogenerare).

Aceste unități sunt microcentrale cu cogenerare, care utilizează drept combustibil peleți (cu posibilitatea de a utiliza și energia solară pentru obținerea apei calde) și care au încorporate mașini Stirling de 1 kW, produse de societatea Microgen Engine Corporation, cu sediul în Fabrieksstraat 32, 7005AR Doetinchem, Olanda.

Mașinile Stirling de 1 kW funcționează pe principiul pistonului liber cu generator liniar, conectat sincron la rețea. Funcționarea acestui tip de generator este eficientă în domeniul de frecvență (49.5 Hz÷50.5 Hz) și nu în intervalul prevăzut de *Regulament* de 47.5 Hz÷51.5 Hz.

Prin utilizarea acestui tip de unități generatoare **Pellematic Smart e_ST 16** (microcentrale cu cogenerare), se poate obține atât apă caldă menajeră și căldură, cât și energie electrică, cu eficiență mai ridicată decât cea a centralelor termice clasice pe gaz. Flexibilitatea privind utilizarea combustibililor clasici dar și a energiilor curate (energia solară), prin intermediul unor module speciale care se pot atașa unității generatoare, este un factor care contribuie la diminuarea poluării și la protejarea mediului. Microcentralele cu cogenerare funcționează de regulă în perioadele în care este necesară producerea simultană de căldură și energie electrică (în timpul sezonelor cu temperaturi scăzute, respectiv iarna), diminuând consumul de energie electrică din rețeaua electrică de interes public.

Decizie de încadrare în categoria de tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare de tip Pellematic Smart e_ST 16 produse de ÖkoFEN Forschungs-und Entwicklungs Ges.m.b.H., care se vor racorda la Sistemul Energetic Național, vine în sprijinul consumatorilor casnici deoarece, prin utilizarea microcentralelor cu cogenerare, se poate obține atât apă caldă menajeră și căldură, cât și energie electrică, cu eficiență mai ridicată decât cea a centralelor termice pe gaz. Un alt efect benefic adus consumatorilor casnici este acela de diminuare a costurilor cu consumul de energie electrică din rețeaua electrică de interes public

Cu excepția prevederilor art. 30, dispozițiile *Regulamentului* nu se aplică unităților generatoare care utilizează tehnologii încadrate în categoria tehnologiilor emergente. Articolul 30 din *Regulament* se referă la procedura de notificare pentru racordare a unităților generatoare de tip A, respectiv la obligația gestionarului acestora de a informa operatorul de rețea relevant despre instalarea unității generatoare care utilizează o tehnologie cu statutul de tehnologie emergentă și de a depune la acesta documentele aferente instalației de producere a energiei electrice.

4.1.5. Metodologia privind modelul comun de rețea

Prin Decizia ANRE nr. 731/17.05.2017 a fost aprobată *Metodologia privind modelul comun de rețea*, elaborată în baza art. 17 alin. (1) din *Regulamentul (UE) nr. 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor* (*Regulamentul nr. 1222*).

Documentul intră în categoria documentelor subsecvente *Regulamentului nr. 1222* care a necesitat o decizie din partea tuturor autorităților de reglementare, care, în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (10), se consultă, cooperează îndeaproape și se coordonează pentru a ajunge la un acord comun.

Prevederile *Metodologiei* se aplică de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., în calitate sa de operator de transport și de sistem, în scopul pregătirii modelului individual de rețea pentru sistemul electroenergetic național, pentru a-l furniza operatorilor de transport și de sistem responsabili cu fuzionarea modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea pan-european, pentru fiecare scenariu de calcul al capacităților interzonale, respectiv pentru fiecare interval de timp al piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și intrazilnice.

Metodologia permite stabilirea unui model comun al rețelelor electrice de transport de la nivelul întregii Uniuni Europene, convenit între toți operatorii de transport și de sistem. Drept urmare, este descrisă modalitatea prin care caracteristicile sistemului electroenergetic (producția și consumul de energie electrică, topologia rețelei electrice) și soluțiile de racordare la rețeaua electrică de interes public a producătorilor și consumatorilor relevanți pentru calculul capacității interzonale, vor fi modelate în cadrul scenariilor comune de calcul al capacității interzonale pentru fiecare interval de timp al piețelor de energie electrică pentru ziua următoare și intrazilnice.

Metodologia prevede scenariile de dezvoltare și definirea modelelor individuale de rețea, precum și descrierea procedurii de fuzionare a modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea.

Fiecare model individual de rețea acoperă toate elementele de rețea ale sistemului de transport al energiei electrice, care sunt utilizate în analizele regionale privind siguranța în funcționare pentru fiecare interval de timp de calcul al capacității interzonale.

Fiecare model individual de rețea reprezintă cele mai bune prognoze posibile ale condițiilor sistemului de transport pentru fiecare scenariu specificat de operatorul de transport și de sistem în momentul în care este creat modelul individual de rețea.

Scenariile comune se utilizează pentru a descrie o situație specifică prognozată privind producția, consumul și topologia rețelei pentru sistemul de transport din modelul comun de rețea. Pentru fiecare scenariu, toți OTS colaborează în vederea determinării poziției nete în fiecare zonă de ofertare și a fluxului pe fiecare linie electrică în curent continuu.

Pentru fiecare zonă de ofertare și pentru fiecare scenariu, *Metodologia* prevede ca toți operatorii de transport și de sistem dintr-o zonă de ofertare să prezinte împreună un singur model individual de rețea, iar fiecare operator de transport și de sistem din acea zonă de ofertare să prezinte un model individual de rețea pentru aria sa de control, inclusiv liniile de interconexiune.

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din *Regulamentul nr. 1222*, *Metodologia* include și o propunere de calendar privind punerea în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acesteia în ceea ce privește obiectivele *Regulamentului nr. 1222*, prevăzute la art. 3 al acestuia.

4.1.6. Decizia ANRE nr. 755/25.05.2017 privind încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiilor utilizate de unitățile generatoare produse de societatea Remeha B.V.

Așa cum a fost prezentat și la pct. 4.1.4., secțiunea *Dispoziții tranzitorii pentru tehnologiile emergente* din *Regulamentul nr. 631/2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (Regulamentul nr. 631)* se referă la o categorie aparte de unități generatoare de mică putere, care, la data intrării în vigoare a *Regulamentului nr. 631*, utilizează tehnologii recent ieșite din stadiul de dezvoltare, motiv pentru care nu au implementate soluțiile tehnice necesare care să le permită conformarea la cerințele cu aplicabilitate generală impuse prin *Regulamentul nr. 631*.

Conform prevederilor art. 66 din *Regulamentul nr. 631*, firma Remeha B.V., cu sediul în Marchanstraat 55 – 7332 AZ Apeldoorn, Postbus 31 – 7300 AA Apeldoorn, Olanda a solicitat încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare model eVita 25s și eVita 28c - microcentrale cu cogenerare.

Aceste unități sunt microcentrale cu cogenerare, care utilizează drept combustibil gazul natural (cu posibilitatea de a utiliza și energia solară pentru obținerea apei calde) și care au încorporate mașini Stirling de 1 kW, produse de societatea Microgen Engine Corporation, cu sediul în Fabrieksstraat 32, 7005AR Doetinchem, Olanda.

Mașinile Stirling de 1 kW funcționează pe principiul pistonului liber cu generator liniar, conectat sincron la rețea. Funcționarea acestui tip de generator este eficientă în domeniul de frecvență (49.5 Hz ÷ 50.5 Hz) și nu în intervalul prevăzut de Regulament de 47.5 Hz÷51.5 Hz.

Modelul eVita 28c produs de Remeha B.V., care funcționează în așa-numitul mod combinat, are particularitatea că produce atât apă caldă pentru încălzirea spațiilor cât și, în mod instantaneu, apă caldă menajeră (fără a mai fi necesar un rezervor de înmagazinare așa cum există la majoritatea microcentralelor cu cogenerare).

Decizia de încadrare în categoria de tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare de tip eVita25s și eVita 28c produse de Remeha B.V. care se vor racorda la Sistemul Energetic Național, vine în sprijinul consumatorilor casnici deoarece, prin utilizarea microcentralelor cu cogenerare, se poate obține atât apă caldă menajeră și căldură, cât și energie electrică, cu eficiență mai ridicată decât cea a centralelor termice pe gaz. Un alt efect benefic adus consumatorilor casnici este acela de diminuare a costurilor cu consumul de energie electrică din rețeaua electrică de interes public.

Deoarece cota alocată României pentru aceste unități generatoare care utilizează tehnologii încadrate drept tehnologii emergente este de 9,49 MW, evacuarea în rețea a energiei electrice neconsumate de gestionarii acestora nu influențează decât în mică măsură regimul de funcționare a rețelei de joasă tensiune.

4.1.7. Criteriile de acordare a derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele electrice de transport și de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică pentru racordare.

Criteriile de acordare a derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele electrice de transport și de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică pentru racordare, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 42/29.05.2017, au fost stabilite în baza art. 51 al Regulamentului (UE) nr. 2016 /1388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (denumit în continuare Regulamentul nr. 1388), care prevede obligația ANRE de a stabili criteriile de acordare a derogărilor în cadrul unui proces de consultare publică a gestionarilor de locuri de consum, a operatorilor de distribuție, a operatorilor de sistem de distribuție închis, a operatorilor de rețea relevanți și a altor părți interesate, care sunt afectate de prevederile Regulamentului nr. 1388.

Stabilirea criteriilor de derogare a avut în vedere dezideratul Regulamentului nr. 1388 potrivit căruia cerințele pentru racordarea la rețea a locurilor de consum, a rețelelor electrice și a sistemelor de distribuție închise se armonizează pentru a asigura facilitarea comerțului cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic, integrarea surselor de energie regenerabile, pentru a crește concurența și pentru a permite o utilizare eficientă a rețelei și a resurselor, în beneficiul consumatorilor. Drept urmare, s-au stabilit următoarele criterii:

- a) Infrastructura operatorului de rețea relevant nu permite îndeplinirea cerințelor prevăzute în norma tehnică de racordare, pentru care s-a solicitat acordarea derogării;
- b) Derogarea nu are efecte negative asupra:
 - i. siguranței în funcționare a sistemului energetic național și stabilității zonei de rețea ce cuprinde punctul de racordare;
 - ii. funcționării pieței de energie electrică;
- c) Derogarea nu restricționează comerțul transfrontalier de energie electrică;
- d) Derogarea nu conduce la avantaje concurențiale pentru solicitant în raport cu ceilalți participanți la piața de energie electrică;
- e) În cazuri identice, derogarea nu conduce la un comportament discriminatoriu al operatorului de rețea relevant cu privire la accesul la rețea al gestionarului unui loc de consum, al unui operator de distribuție sau al unui operator de sistem de distribuție închis;
- f) Derogarea nu are efecte negative asupra mediului înconjurător sau a sănătății și securității personalului operativ sau publicului;
- g) Acordarea derogării nu are impact negativ asupra altor utilizatori ai rețelei electrice existente (costuri, calitatea energiei electrice livrate, dezvoltare durabilă, sănătate și securitate în muncă, mediu, situații de urgență);
- h) Nu există alți gestionari de loc de consum, alți operatori de distribuție sau alți operatori de sistem de distribuție închis care au implementat cerințele solicitate de norma tehnică pentru racordare, aplicabilă acestora, în condiții similare solicitantului de derogare.

Criteriile de derogare se aplică la acordarea derogărilor pentru locuri de consum/noduri de consum racordate la rețelele electrice de transport și de distribuție sau pentru unități consumatoare dispecerizabile utilizate pentru a furniza servicii de consum dispecerizabil unui operator de rețea relevant. Solicitantul de derogare trebuie să facă dovada îndeplinirii tuturor criteriilor de derogare.

4.1.8. Criteriile de acordare a derogărilor pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu care se racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție și pentru modulele generatoare dintr-o centrală electrică care se racordează printr-un sistem de înaltă tensiune în curent continuu la rețeaua electrică de transport sau de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din normele tehnice pentru racordare, aplicabile acestora.

Prin Ordinul ANRE nr. 46/13.06.2017 au fost aprobate *Criteriile de acordare a derogărilor pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu care se racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție și pentru modulele generatoare dintr-o centrală electrică care se racordează printr-un sistem de înaltă tensiune în curent continuu la rețeaua electrică de transport sau de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din normele tehnice pentru racordare, aplicabile*

acestora.

Criteriile de acordare a derogărilor menționate anterior au fost stabilite în baza art. 78 alin. (1) din *Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu* (denumit în continuare *Regulamentul nr. 1447*). Acest articol prevede obligația ANRE de a stabili criteriile de acordare a derogărilor în cadrul unui proces de consultare publică a gestionarilor sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (sisteme HVDC) și ai centralelor compuse din module generatoare în curent continuu (module MGCCC), a operatorilor de rețea relevanți și a altor părți interesate, care sunt afectate de prevederile *Regulamentului nr. 1447*.

Stabilirea criteriilor de derogare a avut în vedere prevederile *Regulamentului nr. 1447* potrivit cărora cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor HVDC și a centralelor compuse din module MGCCC se armonizează pentru a asigura facilitarea comerțului cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic, integrarea surselor de energie regenerabile, pentru a crește concurența și pentru a permite o utilizare eficientă a rețelei și a resurselor, în beneficiul consumatorilor.

Drept urmare, s-au stabilit următoarele criterii de acordare a derogărilor:

- i) Infrastructura operatorului de rețea relevant nu permite îndeplinirea cerințelor prevăzute în norma tehnică de racordare aplicabilă, pentru care s-a solicitat acordarea derogării. Durata de valabilitate a derogării se stabilește până la adaptarea infrastructurii operatorului de rețea relevant;
- j) Derogarea nu are efecte negative asupra:
 - i. siguranței în funcționare a sistemului energetic național și stabilității zonei de rețea ce cuprinde punctul de racordare;
 - ii. asupra funcționării pieței de energie electrică;
- k) Derogarea nu restricționează comerțul transfrontalier de energie electrică;
- l) Derogarea nu conduce la avantaje concurențiale pentru solicitant în raport cu ceilalți participanți la piața de energie electrică;
- m) În cazuri similare, derogarea nu conduce la un comportament discriminatoriu al operatorului de rețea relevant cu privire la accesul la rețea al gestionarului sistemului HVDC sau al centralei compuse din module MGCCC;
- n) Derogarea nu are efecte negative asupra mediului înconjurător sau a sănătății și securității personalului operativ sau a publicului;
- o) Acordarea derogării nu are impact negativ asupra altor utilizatori ai rețelei electrice existenți (costuri, calitatea energiei electrice livrate, dezvoltarea durabilă, sănătate și securitate în muncă, mediu, situații de urgență);

- p) Nu există alți gestionari ai sistemelor HVDC sau ai centralelor compuse din module MGCCC care s-au racordat anterior și care au implementat cerințele din normele tehnice pentru racordare, aplicabile acestora, în condiții similare.

Criteriile prevăzute în Ordinul ANRE nr. 46/2017 se aplică la acordarea derogărilor pentru sistemele HVDC și pentru modulele MGCCC care se racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție. Solicitantul de derogare trebuie să facă dovada îndeplinirii tuturor criteriilor de derogare.

4.1.9. Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Prin Ordinul ANRE nr. 49/22.06.2017 au fost aprobate modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 11/2016 de aprobare a Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice. Modificarea și completarea actului normativ a fost necesară având în vedere aspectele rezultate din practica aplicării prevederilor *Standardului*, precum și ținând cont de faptul că operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice au solicitat ANRE informații suplimentare asupra modului de interpretare a anumitor prevederi din această reglementare.

Principalele modificări și completări ale Standardului constau în:

- eliminarea prevederii conform căreia Standardul nu se aplică în situații de forță majoră; forța majoră suspendă în fapt obligațiile contractuale, astfel că nu se impune includerea în *Standard* a unor prevederi referitoare la aceasta. *Standardul* impune indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de către operatorii de distribuție în situația funcționării normale a rețelelor electrice de distribuție.
- stabilirea unei noi definiții a incidentului deosebit, care se referă în continuare la numărul de 5000 de utilizatori afectați de o întrerupere a căii de alimentare/evacuare a energiei electrice, dar se referă la întreruperile lungi (peste trei minute), eliminându-se durata de 6 ore care definea incidentul deosebit în varianta anterioară a *Standardului*; criteriul definitoriu al incidentului deosebit este numărul mare de utilizatori întrerupți.
- informarea ANRE privind incidentele deosebite, cel mai târziu în ziua lucrătoare următoare producerii acestora.
- introducerea termenului de 72 de ore pentru restabilirea căii de alimentare/evacuare a energiei electrice la un loc de consum și/sau de producere în condiții meteorologice deosebite, care au generat avarii în rețeaua electrică de distribuție aflată în zona extravilană.
- eliminarea întreruperilor accidentale provocate de utilizatorii rețelei electrice de distribuție din numărul întreruperilor lungi neplanificate, care reprezintă unul dintre indicatorii de performanță ai serviciului de distribuție prestat de către operatorul de distribuție.
- introducerea obligației operatorului de distribuție de a plăti compensația referitoare la nerespectarea calității curbei de tensiune în situația în care reclamația utilizatorului rețelei electrice de distribuție este întemeiată; corelativ, s-au introdus în Anexa 4 la standard precizări referitoare la valoarea compensației

pe care operatorul de distribuție o acordă utilizatorului în situația în care, urmare a analizei efectuate, reclamația utilizatorului referitoare la calitatea curbei de tensiune se dovedește întemeiată.

-introducerea obligației operatorului de distribuție de a răspunde tuturor cererilor/sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor primite cu privire la serviciul de distribuție prestat, conferindu-se acest drept tuturor părților interesate de informații referitoare la serviciul de distribuție prestat de un operator de distribuție.

- prevederea unei derogări de la plata compensației corespunzătoare nerespectării termenului maxim, prevăzut în regulamentul de racordare, pentru proiectarea unui bransament, obținerea autorizației de construire pentru bransament, execuția și recepția punerii în funcțiune a bransamentului, în cazul unei cereri exprese din partea utilizatorului de amânare a realizării bransamentului; modificarea are în vedere situațiile excepționale întâlnite în practică în care termenul de 90 de zile, prevăzut în regulamentul de racordare pentru realizarea lucrărilor de racordare pentru un loc de consum, nu poate fi respectat de către operatorul de distribuție din motive ce țin strict de utilizator.

- eliminarea obligației operatorului de distribuție de a înlocui/reprograma contorul la schimbarea titularului contractului de furnizare - această modificare se impune deoarece există situații în care la schimbarea titularului contractului de furnizare, dacă nu s-a solicitat modificarea tipului de tarif, nu se justifică înlocuirea contorului existent la locul de consum; de asemenea, modificarea propusă ține cont de faptul că plata compensațiilor către utilizatori reprezintă un mijloc de penalizare a operatorilor atunci când nivelul de calitate a serviciului de distribuție prestat de aceștia nu este respectat și nu o plată pentru neefectuarea unor acțiuni care nu sunt necesare.

- eliminarea prevederilor referitoare la acordarea de către operatorul de distribuție, la cererea utilizatorului, a despăgubirilor pentru daunele materiale provocate din vina operatorului de distribuție, deoarece aceste prevederi fac obiectul unor clauze contractuale.

- introducerea obligației operatorului de distribuție de a monitoriza și transmite ANRE informațiile privind compensațiile acordate anual utilizatorilor rețelelor electrice de distribuție conform unei noi anexe, al cărei conținut este prevăzut în anexa 7 la Standard.

- modificarea modului de raportare a unor indicatori de calitate comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice prevăzuți în anexă, în sensul detalierii acestora pe niveluri de tensiune.

4.1.10. Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone

Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/02.08.2017 și reprezintă implementarea prevederilor art. 13 și ale art. 17÷19 din cadrul Regulamentului (UE) 2016/631 al

Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (Regulamentul nr. 631) pentru grupurile generatoare sincrone aparținând categoriilor A, B, C și D, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 79/2016.

Articolele 17-19 din cadrul Regulamentului nr. 631 conțin cerințele cu aplicabilitate generală pentru grupurile generatoare sincrone aparținând categoriilor B, C și D (set indivizibil de instalații care pot produce energie electrică astfel încât frecvența tensiunii generate, turația generatorului și frecvența tensiunii rețelei se află într-un raport constant și prin urmare sunt sincrone), în timp ce articolul 13 conține cerințele cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare aparținând categoriei A.

Cerințele stabilite în cadrul Normei tehnice respectă caracterul celor din Regulamentul nr. 631, unde se evidențiază două categorii de cerințe obligatorii, și anume:

- prima categorie, descrisă explicit (exhaustiv) de Regulamentul nr. 631, de exemplu cerințe referitoare la domeniile de frecvență și de tensiune în care pot funcționa instalațiile de producere a energiei electrice;
- a doua categorie, pentru care cerințele nu sunt descrise explicit (non-exhaustiv), de exemplu cerințele privind furnizarea de putere reactivă, caracteristica de tensiune la producerea unui defect (LVRT).

O altă categorie importantă este cea a cerințelor neobligatorii. Un stat membru poate decide introducerea acestora în legislația națională, în funcție de necesitățile sistemului electroenergetic național.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria A sunt cele adecvate pentru unități cu răspuns automat limitat și cu control minim al operatorului de sistem. În timpul evenimentelor critice din sistem se asigură faptul că nu va exista o pierdere considerabilă de putere prin deconectarea unităților generatoare de putere mică din această categorie.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria B asigură o gamă mai largă de răspuns dinamic automat și atenuarea efectelor incidentelor din rețelele electrice, precum și un nivel mai ridicat de control al operatorului de sistem.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria C asigură un răspuns dinamic în timp real destul de bun din punct de vedere al controlului operatorului de sistem. Cerințele trebuie să acopere toate regimurile de funcționare ale sistemului și se referă la funcții, reglaje și la toate informațiile necesare evitării avariilor din sistem.

Cerințele pentru unitățile generatoare din categoria D sunt specifice unităților generatoare racordate la tensiuni înalte (≥ 110 kV), cu impact asupra controlului și funcționării întregului sistem. Aceste cerințe au ca scop asigurarea funcționării stabile a sistemelor interconectate, permițând inclusiv furnizarea serviciilor tehnologice de sistem.

Prevederile Normei tehnice se aplică grupurilor generatoare sincrone noi, conform categoriei din care fac parte. Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice care vor achiziționa grupuri generatoare noi în termen de doi ani de la data intrării în vigoare a Regulamentului nr. 631 au posibilitatea să fie informați în avans asupra solicitărilor pe care operatorii de rețea relevanți precum și operatorul de

transport și de sistem le au în ceea ce privește cerințele tehnice care trebuie respectate după data de 27.04.2019 (data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 72/2017) și să poată decide în mod voluntar să implementeze cerințele *Regulamentului nr. 631*. Aceste grupuri generatoare sincrone intră în categoria unităților generatoare existente. Alegerea privitoare la implementarea voluntară le oferă acestora avantajul de a nu mai fi obligați să aplice ulterior prevederile normei tehnice, ca urmare a măsurilor impuse de operatorul de transport și de sistem, în baza rezultatelor analizelor de sistem pe care acesta le elaborează periodic în colaborare cu operatorii de distribuție. Această măsură este prevăzută în *Regulamentul nr. 631*, la art. 4, alin. (1), lit. b).

4.1.11. Metodologia de verificare/retragere a încadrării unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă în/din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă

Prin Ordinul ANRE nr. 106/14.11.2017 a fost aprobată *Metodologia de verificare/retragere a încadrării unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă în/din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă*.

Metodologia a fost elaborată în baza prevederilor art. 30, 66, 67 și 70 din *Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (Regulamentul nr. 631)*.

Scopul reglementării este acela de a stabili modul de verificare a încadrării, respectiv de retragere a încadrării unităților generatoare, realizate în tehnologie emergentă, în/din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă.

Potrivit prevederilor art. 66 alin. (1) din *Regulamentul nr. 631*, o instalație de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă este o unitate generatoare de categorie A exceptată de la aplicarea dispozițiilor *Regulamentului nr. 631*, mai puțin a art. 30.

Unitățile generatoare realizate în tehnologie emergentă care se racordează la rețeaua electrică se încadrează în categoria celor care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă până la atingerea nivelului maxim al capacității maxime cumulate de 9,49 MW stabilită pentru România, respectiv până la emiterea deciziei de retragere a încadrării acestora din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă pentru situațiile prevăzute în *Metodologie*. Situațiile în care ANRE poate retrage unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă încadrarea din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă sunt:

a) în cazul în care situația actualizată a vânzărilor în România de unități generatoare realizate în tehnologie emergentă prezentată de fabricantul unităților generatoare, se dovedește a fi incorectă de două ori consecutive;

b) în cazul în care fabricantul unităților generatoare efectuează vânzări în perioada de raportare prevăzută în Metodologie, pe care nu le raportează la ANRE;

c) în cazul în care funcționarea unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă, racordate la o zonă de rețea electrică, afectează parametrii normali de funcționare a acelei zone, justificat prin documente transmise de operatorul de rețea relevant la ANRE.

În aceste situații, ANRE poate decide coordonat cu celelalte autorități de reglementare din zona sincronă Europa Continentală retragerea încadrării unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă, înainte de atingerea nivelului maxim al capacității maxime cumulate stabilit pentru România. Unitățile generatoare realizate în tehnologie emergentă, care se racordează la rețeaua electrică ulterior atingerii cotei alocate României pentru capacitatea maximă cumulată a acestora sau ulterior emiterii unei decizii de retragere a încadrării din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă, trebuie să îndeplinească cerințele tehnice aferente categoriei A de unități generatoare, stabilite prin *Regulamentul nr. 631*, o dată ce prevederile acestuia au intrat în vigoare.

Metodologia descrie procesul de verificare a capacității maxime cumulate a unităților generatoare care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă și obligațiile ANRE privind publicarea rezultatelor verificării, respectiv capacitatea maximă cumulată a vânzărilor în România de unități generatoare realizate în tehnologie emergentă, capacitatea maximă cumulată a unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă, racordate la rețeaua electrică la nivelul SEN și nivelul maxim pentru România al capacității maxime cumulate a unităților generatoare care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă.

Unitățile generatoare realizate în tehnologie emergentă, beneficiază de statutul de tehnologie emergentă de la data racordării la rețeaua electrică până la data retragerii încadrării din categoria de instalații de producere a energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergentă în situațiile prevăzute de *Metodologie*. Unitățile generatoare realizate în tehnologie emergentă, care au beneficiat de statutul de tehnologie emergentă sunt considerate, ulterior datei retragerii, ca fiind unități generatoare existente, conform prevederilor *Regulamentului nr. 631*, art. 70 alin. (4).

Totodată, în cadrul Direcției generale de reglementări tehnice, licențe, autorizații, au fost elaborate o serie de proiecte de acte normative care au fost supuse procesului de consultare publică în anul 2017, respectiv:

- Proiect de Ordin pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru locurile/nodurile de consum;
- Proiect de decizie 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; actul normativ a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 70/17.01.2018;

- Proiect de decizie pentru aprobarea Metodologiei privind modelul comun de rețea pentru perioadele de alocare a capacităților pe termen lung;
- Proiect de decizie 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; actul normativ a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 71/17.01.2018.

II.4.2 Licențe și autorizații

În cursul anului 2017 a continuat activitatea de acordare, modificare, retragere sau, după caz, de suspendare, de autorizații de înființare și de licențe. Activitatea realizată se prezintă sintetic în tabelele următoare.

Tabelul nr. 1. Acordarea de autorizații de înființare

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

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

Tabelul nr. 2. Acordarea, modificarea de licențe

Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe acordate	Nr. modificărilor de licențe aprobate
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de	17	77

	energie electrică (și termică în cogenerare)*		
2	Serviciul de distribuție a energiei electrice	1	41
3	Activitatea de furnizare a energiei electrice, din care confirmări**	18 1	36 -
4	Activitatea traderului de energie electrică	4	1
5	Serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem și administrarea pieței de echilibrare	-	-
6	Administrarea piețelor centralizate de energie electrică	-	-
7	Serviciul de alimentare centralizată cu energie termică	17	-
	Total	57	155

*) – Puterea electrică instalată a noilor capacități de producere a energiei electrice incluse în licențe în anul 2017 totalizează 10,409 MW.

**) – ANRE a emis confirmarea dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare a energiei electrice, în conformitate cu Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2015, la cererea unui operator economic cu sediul în alt stat membru al UE, care deține o licență pentru furnizarea de energie electrică acordată de autoritatea de reglementare din acel stat.

Față de anii anteriori, în 2017 s-a înregistrat un număr mai mic de solicitări privind acordarea de autorizații de înființare și licențe. Din totalul solicitărilor de modificare a licențelor, au avut o pondere însemnată modificările generate de prelungirea valabilității licențelor, precum cele determinate de

schimbări ale unor date (denumire, adrese ale sediilor) care s-au înregistrat la titularii licențelor respective.

Tabelul nr. 3. Retragera de licențe

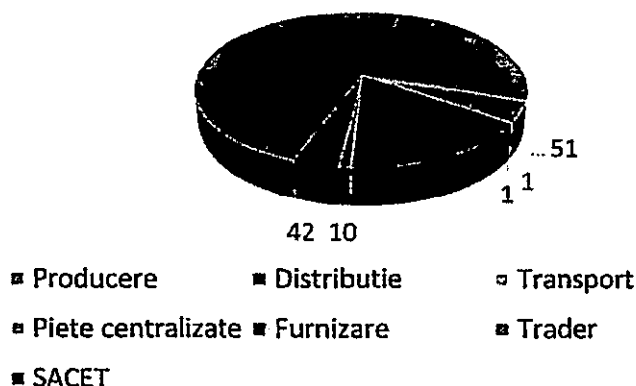
Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe retrase
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)*	9
2	Activitatea de furnizare a energiei electrice	9
3	Activitatea traderului de energie electrică	2
	Total	20

*) –Puterea electrică instalată a capacităților care au fost excluse din licențe în anul 2017 totalizează 1,872 MW.

În cursul anului 2017 au fost retrase 20 de licențe, deciziile aferente retragerilor respective fiind motivate, în principal, prin solicitări ale titularilor acelor licențe. În majoritatea cazurilor, aceste solicitări au fost determinate de transferul sau dezafectarea/conservarea capacităților de producere a energiei electrice sau absorbția prin fuziune a societăților având calitatea de titulari de licențe. Două dintre licențele pentru

activitatea de furnizare a energiei electrice au fost retrase din cauză că titularii acestora au încălcat obligațiile contractuale asumate față de clienți angro.

Numărul de licențe în vigoare la data de 31.12.2017



Tabelul nr. 4. Numărul de licențe în vigoare la data de 31.12.2017

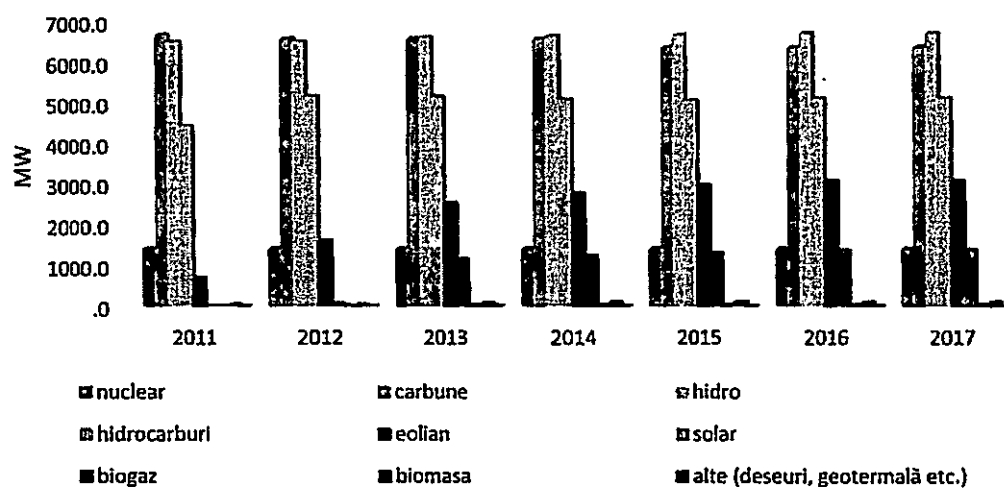
Nr. crt.	Activitatea obiect al licenței	Nr. de licențe în vigoare
1	Exploatarea comercială a capacităților de producere de energie electrică (și termică în cogenerare)	843
2	Serviciul de distribuție a energiei electrice	51
3	Serviciul de transport al energiei electrice, serviciul de sistem și administrarea pieței de echilibrare	1
4	Administrarea piețelor centralizate de energie electrică	1
5	Activitatea de furnizare a energiei electrice	184
6	Activitatea traderului de energie electrică	10
7	Serviciul de alimentare centralizată cu energie termică	42
	Total	1132

Tabelul nr. 5. Numărul de confirmări* în vigoare la data de 31.12.2017

Nr. crt.	Activități desfășurate în România de titulari de licențe acordate de autorități de reglementare/ alte instituții din state membre ale UE pe baza unor confirmări emise de ANRE	Nr. de confirmări în vigoare
1	Activitatea de furnizare a energiei electrice	3
2	Activitatea traderului de energie electrică	7
	Total	10

*) – ANRE a emis confirmări ale dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare a energiei electrice/activitatea traderului de energie electrică, în conformitate cu Procedura aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2015, la cererea unor operatori economici cu sediul în alte state membre ale UE, care dețineau o licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice/activitatea traderului de energie electrică acordată de autoritatea de reglementare din statul în care operatorii respectivi au sediul social.

Evoluția puterii electrice instalate, conform licențelor în vigoare



Tabelul nr. 6. Evoluția puterii electrice instalate

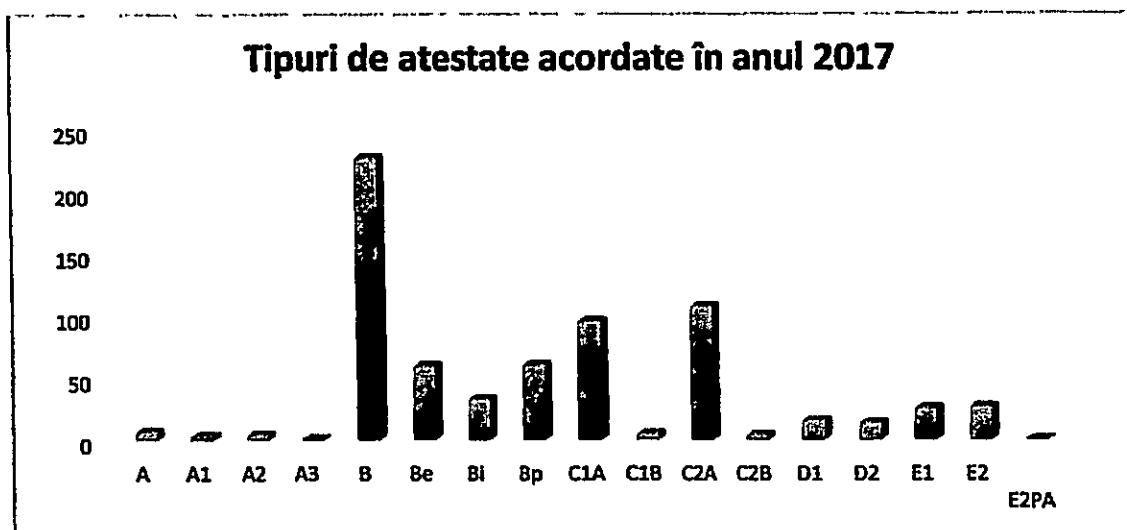
Tip energie primară:	Puterea electrică instalată (MW)						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
nuclear	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
carbune	6662	6560	6560	6560	6360	6360	6360
hidro	6488	6496	6612	6657	6678	6709	6710
hidrocarburi	4423	5159	5157	5087	5048	5117	5117
eolian	678	1587	2533	2762	2973	3072	3073
solar	1	39	1142	1220	1284	1367	1373
biogaz	2	6	7	12	16	16	17
biomasă	23	24	58	88	89	95	95
alte (deseuri, geotermală etc.)	0	0	4	4	4	4	4
Total	19690	21284	23486	23803	23865	24153	24162

Atestarea operatorilor economici

În ceea ce privește activitatea de atestare, în conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016, ANRE a continuat emiterea de atestate operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice.

În anul 2017, au fost înregistrate la ANRE cca. 556 de solicitări din partea operatorilor economici din domeniul energiei electrice pentru diferitele tipuri de atestate prevăzute de regulament; în urma analizei documentațiilor anexate cererilor primite și în baza aprobării Comisiei de atestare, ANRE a emis în cursul anului 2017 un număr de 624 decizii, prin care au fost acordate 693 de tipuri de atestate, respectiv au fost modificate/suspendate/retrase 58 de atestate.

Situația atestatelor acordate în anul 2017, defalcată pe tipuri de atestate (definite pentru activități de proiectare/executare de lucrări de instalații electrice și diferite niveluri de tensiune), este prezentată sintetic în graficul de mai jos:



Tabelul nr. 7. Tipuri de atestate acordate în anul 2017

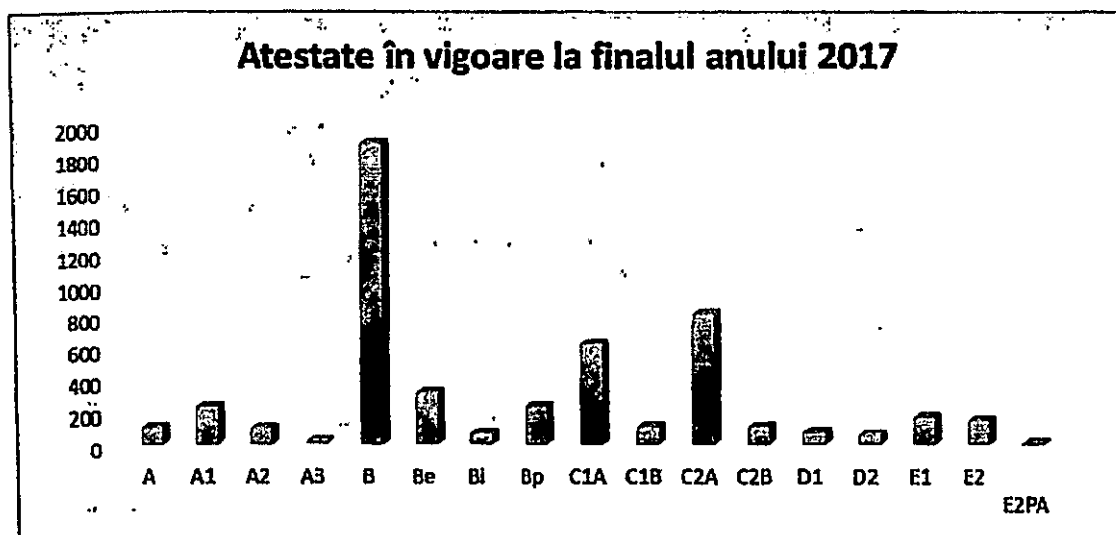
A	A1	A2	A3	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
7	3	4	1	227	60	33	61	96	5	108
C2B	D1	D2	E1	E2	E2PA	Total				
4	16	14	26	27	1	693				

Tipurile de atestate emise de ANRE sunt:

- a) *Atestat* de tip **A** - încercări de echipamente și instalații electrice;
- b) *Atestat* de tip **A1**- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă tensiune;
- c) *Atestat* de tip **A2**- încercări de echipamente și instalații electrice de joasă și medie tensiune;
- d) *Atestat* de tip **A3**- încercări de echipamente și instalații electrice, în vederea certificării conformității centralelor electrice eoliene și fotovoltaice cu normele tehnice aplicabile;
- e) *Atestat* de tip **B** - proiectare și executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- f) *Atestat* de tip **Bp** - proiectare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- g) *Atestat* de tip **Be** - executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV;
- h) *Atestat* de tip **Bi** - executare de instalații electrice exterioare/ interioare pentru incinte/ construcții civile și industriale;
- i) *Atestat* de tip **C1A** - proiectare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 20 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor de înaltă tensiune;

- j) *Atestat de tip C1B* - proiectare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune și 110kV, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor cu tensiuni nominale mai mari sau egale cu 110kV;
- k) *Atestat de tip C2A* - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 20 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor de înaltă tensiune, incluzând și competențele atestatului de tip E2MT, acordat până la intrarea în vigoare a *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016;
- l) *Atestat de tip C2B* - executare de linii electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni nominale de 0,4 kV ÷ 110 kV, posturi de transformare cu tensiunea nominală superioară de cel mult 20 kV, stații de medie tensiune și 110kV, precum și partea electrică de medie tensiune a stațiilor cu tensiuni nominale mai mari sau egale cu 110kV;
- m) *Atestat de tip D1* - proiectare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate;
- n) *Atestat de tip D2* - executare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate;
- o) *Atestat de tip E1* - proiectare de posturi de transformare, stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate;
- p) *Atestat de tip E2* - executare de posturi de transformare, stații electrice și de lucrări la partea electrică a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate;
- q) *Atestat de tip E2PA* - executare de lucrări la instalații electrice de protecție și automatizări din stațiile electrice.

Situația atestatelor acordate de ANRE, în vigoare la finalul anului 2017, este prezentată în graficul următor:



Tabelul nr. 8. Tipuri de atestate în vigoare la finalul anului 2017

A	A1	A2	A3	B	Be	Bi	Bp	C1A	C1B	C2A
109	234	104	23	1891	322	73	238	631	113	819
C2B	D1	D2	E1	E2	E2PA	Total				
112	78	64	171	153	10	5146				

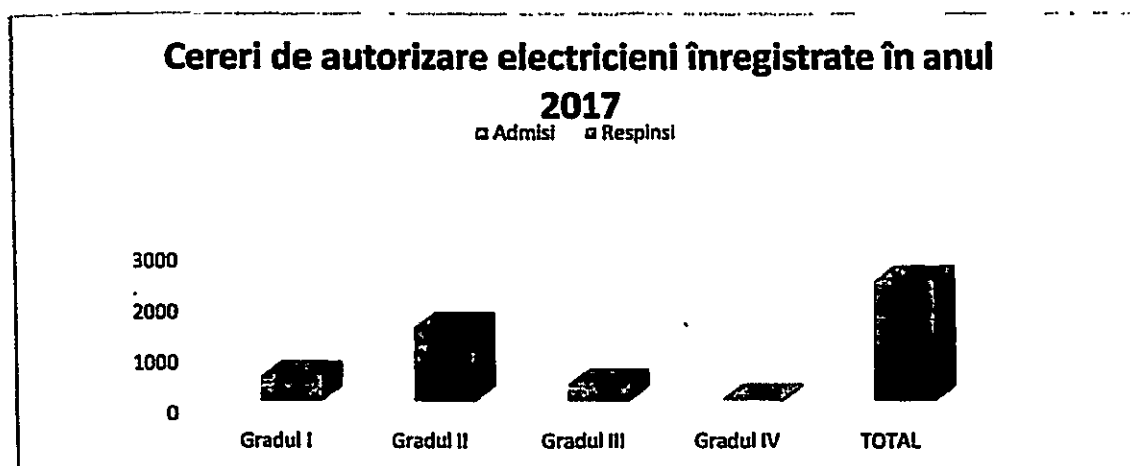
De menționat că tipurile de atestate F, Fv, Fd emise anterior intrării în vigoare a *Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2016 și-au pierdut valabilitatea la data intrării în vigoare a reglementării mai sus-menționate, activitățile nefiind supuse atestării ANRE.

Față de totalul atestatelor în vigoare la finalul anului 2017, prezentat anterior, în scopul realizării de lucrări la instalații electrice pe teritoriul României, au fost echivalate documentele similare atestatelor primite de la trei operatori străini, pentru patru solicitări, cu privire la prestarea de servicii transfrontaliere.

Autorizarea persoanelor fizice

În cursul anului 2017, ANRE a autorizat persoane fizice, ca electricieni, verificatori de proiecte și experți tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, în conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2013, modificat prin Ordinul ANRE nr. 116/2016.

Pentru autorizarea persoanelor fizice, ANRE a organizat 2 sesiuni de autorizare – în primăvara și în toamna anului 2017. În total, în cadrul celor 2 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate 2698 de cereri pentru dobândirea calității de electrician autorizat, defalcate pe gradele și tipurile de autorizare reglementate, care sunt prezentate în figura alăturată.



Gradul de promovabilitate la examenele de autorizare a electricienilor organizate în anul 2017 a fost de cca. 60%. Situația rezultatelor candidaților la examenele de autorizare în aceste perioade, este prezentată în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 9. Numărul de participanți la examenele de autorizare

	Total cereri	Admiși	Respinsi
Gradul I	578	303	197
Gradul II	1620	1056	405
Gradul III	425	254	100
Gradul IV	75	40	19
Total	2698	1653	721

În anul 2017 s-au acordat 1529 de adeverințe de electrician autorizat pentru prelungirea valabilității calității de electrician autorizat, 128 de adeverințe de verficator de proiecte în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, respectiv 45 de adeverințe de expert tehnic de calitate și extrajudiciar în domeniul instalațiilor electrice tehnologice.

În ceea ce privește numărul total de persoane fizice autorizate de ANRE, ale căror legitimații/ adeverințe sunt valabile la sfârșitul anului 2017, datele sunt cuprinse în tabelul de mai jos:

Tabelul nr. 10. Numărul de legitimații/ adeverințe valabile la data de 31.12.2017

Denumirea calității deținute	Total
Electrician autorizat	25037
Verficator de proiecte	1389
Responsabil tehnic cu execuția	1427
Expert tehnic de calitate și extrajudiciar	392
Total	28245

De menționat este faptul că, odată cu intrarea în vigoare a *Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2013, modificat prin Ordinul ANRE nr. 116/2016, legitimațiile de responsabil tehnic cu execuția emise de ANRE, până la data intrării în vigoare a reglementării, rămân valabile până la expirarea lor. Comparativ cu anii anteriori, s-a constatat, pe parcursul anului 2017, o reducere atât a numărului cererilor pentru atestarea operatorilor economici, cât și a cererilor pentru autorizarea persoanelor fizice, ca urmare a următoarelor aspecte:

-*Regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice*, aprobat prin Ordinul nr. 45/2016, precizează faptul că atestatele pe niveluri mari de tensiune le includ pe cele ca nivel de tensiune inferior, ceea ce a dus la reducerea tipurilor de atestate emise în anul 2017;

-*Regulamentul pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2013, modificat prin Ordinul ANRE nr. 116/2016, având ca principale modificări atât renunțarea la autorizarea persoanelor fizice pentru calitatea de responsabil tehnic cu execuția în domeniul instalațiilor electrice, cât și delimitarea competențelor acordate persoanelor fizice care dețin/solicită calitățile de verficator de proiecte/expert tehnic de calitate și extrajudiciar, prin stabilirea acestora la limita instalațiilor electrice tehnologice. Modificările aduse prin Ordinul nr. 116/2016, ca urmare a actualizării prevederilor legale în vigoare, au condus, de asemenea, la reducerea numărului de solicitări ale persoanelor fizice.

Reglementarea activității de autorizare

După intrarea în vigoare a *Legii nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006*, acordarea licențelor pentru prestarea serviciilor de utilități publice privind alimentarea cu energie termică în sistem centralizat a trecut în competența ANRE. Ca urmare, în cursul anului 2017 au fost elaborate:

1. *Regulamentul pentru acordarea licențelor în domeniul serviciului de alimentare centralizată cu energie termică*, aprobat prin *Ordinul ANRE nr. 28/05.04.2017*;
2. *Condițiile generale asociate licenței pentru desfășurarea de activități specifice serviciului public de alimentare cu energie termică, care constituie o anexă a Regulamentului anterior menționat, fiind aprobate prin același Ordin al președintelui ANRE nr. 28/05.04.2017*;
3. revizuirea *Metodologiei de întocmire a Raportului anual de către titularii de licențe din sectorul energiei electrice*, aprobate prin *Ordinul ANRE nr. 32/19.07.2016*, aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 34/17.05.2017*,

Tot în cursul anului 2017, a fost propusă o modificare a Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice de către operatorii economici care nu sunt

concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 73/06.08.2014. Această modificare a fost supusă dezbaterii publice începând cu data de 11.12.2017 și a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/07.02.2018.

II.4.3 Separarea activităților

Certificarea operatorului de transport și de sistem

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

Separarea operatorilor de distribuție

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

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

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

- 1 Actualizarea programului de conformitate, transmiterea acestuia la ANRE și publicarea pe pagina de internet a operatorului de distribuție;
- 2 Adoptare denumire, siglă, logo, emblemă;
Înregistrare la Registrul Comerțului, modificare ștampile;
- 3 Demarare campanie informare clienți, inclusiv sub aspect contractual;
- 4 Inscripționare sedii la care au acces clienții: sediul social, sucursale, centre de relații cu clienții, puncte informare;

- 5 Legitimații, ecusoane, vestimentație lucrători, care asigură interfața cu utilizatorii în cadrul sediului social, centrelor de relații cu clienții, punctelor informare;
- 6 Modificare conținut pagina internet (web-site) și adrese e-mail oferite pentru contact utilizatorilor;
- 7 Modificare siglă/logo/denumire în programe informatice cu care vin în contact direct utilizatorii;
- 8 Modificare antete documente: avize, contracte, certificate, facturi, corespondența cu clienții (care se tipăresc odată cu conținutul)
- 9 Modificare licențe;
- 10 Legitimații, ecusoane, vestimentație lucrători care nu asigură interfața cu utilizatorii;
- 11 Modificare antete documente pre-tipărite: 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 execută intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor,
- 14 Inscricționare autovehicule utilizate pentru intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor.

III. SECTORUL GAZELOR NATURALE

III.1 Piața de gaze naturale - evoluție, prețuri

III.1.1 Reglementări elaborate pe parcursul anului 2017: ordine, decizii, avize, proiecte

Ordinul nr. 36/17.05.2017 de aprobare privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013.

Necesitatea elaborării acestei reglementări reprezintă o aliniere a regulilor naționale la cele europene și răspunde cerințelor investițiilor preconizate din acest sector. Creșterea capacității unui punct sau crearea de noi puncte de intrare în Sistemului Național de Transport al gazelor naturale (SNT) reprezintă răspunsul operatorului de transport la solicitări care vin să aducă noi surse de aprovizionare, fie că sunt noi puncte de producție gaze naturale, fie că este vorba despre intensificarea schimburilor transfrontaliere.

La elaborarea acestei reglementări, ANRE a ținut cont de propunerile S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. privind modalitățile de desfășurare a proceselor de alocare a capacității incrementale de transport avută în vedere în cadrul proiectelor de dezvoltare a SNT în vederea preluării gazelor naturale din perimetrele de producție din Marea Neagră, precum și de cele ale *Regulamentului (UE) 2017/459 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013*, în cadrul căruia sunt descrise mecanismele de alocare a capacității incrementale de transport precum și procesele aferente, pentru punctele de interconectare.

Ordinul nr. 54/17.05.2017 de aprobare a Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A.

În conformitate cu prevederile *Ordinului ANRE nr. 16/2013 pentru aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare*, începând cu data de 01.11.2016 calculul dezechilibrelor se realizează la nivel de zi gazieră, utilizatorii rețelei răspunzând de echilibrarea intrărilor de gaze naturale în SNT în raport cu ieșirile de gaze naturale aferente. Astfel, utilizatorii rețelei ar trebui să vizeze acoperirea cantităților de gaze naturale necesare echilibrării lor prin achiziționarea și vânzarea de produse standardizate pe termen scurt.

Ținând cont de faptul că o piață centralizată de gaze naturale asigură nu numai transparența cantităților și a prețurilor de tranzacționare, cât și accesul nediscriminatoriu la cantitățile disponibile la un moment dat, și că prin instituirea platformelor centralizate de tranzacționare participanții la tranzacționare pot introduce și accepta ofertele pentru gazele naturale necesare pentru a răspunde fluctuațiilor pe termen scurt ale cererii sau ofertei, a apărut necesitatea tranzacțiilor pe termen scurt și produsele tranzacționabile pe termen scurt.

Ordinul nr. 85/17.05.2017 pentru aprobarea Metodologiei de calculare a tarifelor de neutralitate pentru echilibrare, inclusiv repartizarea lor în rândul utilizatorilor rețelei de transport al gazelor naturale.

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

Această Metodologie are drept scop alocarea, către utilizatorii rețelei, a diferenței între cheltuielile și veniturile înregistrate de operatorul SNT în urma activității de echilibrare a rețelei de transport gaze naturale.

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

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

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

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

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

Ordinul nr. 101/20.10.2017 privind modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 51/2013 pentru aprobarea regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de Societatea Bursa Română de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) S.A.

În perioada decembrie 2016 - aprilie 2017 Bursa Română de Mărfuri S.A. a transmis o serie de propuneri de modificare a Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale administrate de societatea Bursa Română de Mărfuri S.A.

Prin modificările aduse, BRM a dorit să introducă active standardizate care să corespundă cerințelor pieței și să crească lichiditatea pieței angro pe care o administrează în calitate de operator al pieței centralizate de gaze naturale.

O modificare cu caracter de noutate constă în introducerea serviciilor de Contraparte Centrală pentru tranzacții realizate pe platforma electronică a BRM. Contrapartea centrală are rolul de a garanta buna desfășurare a procesului de decontare între clienți prin interpunerea între aceștia, precum și prin sistemul de garanții aplicat participanților la piața centralizată.

Având în vedere faptul că o piață centralizată de gaze naturale asigură nu numai transparența cantităților și a prețurilor de tranzacționare, ci și accesul nediscriminatoriu la cantitățile disponibile la un moment dat, prin modificările aduse de către acest act normativ s-a intenționat crearea unei concurențe efective, în concordanță cu integrarea și dezvoltarea viitoarei piețe unice europene.

Decizia nr. 772/29.05.2017 - de aprobare a prevederilor aflate în sfera de competență a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din Manualul procedurii de sezon deschis angajant ce urmează a fi derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș, „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ Ltd. și Gas Connect Austria în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a SNTGN România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota și la punctul de interconectare a sistemului de transport al gazelor naturale din Ungaria cu sistemul de transport al gazelor naturale din Austria de la Mosonmagyaróvár.

La nivel european, derularea proceselor de rezervare a capacității de transport în punctele viitoare de intrare/ieșire în/din sistemele de transport al gazelor naturale (proces de capacitate incrementală) nu a fost reglementată până la momentul adoptării *Regulamentului (UE) 459/2017 privind stabilirea unui cod de rețea pentru mecanismele de alocare a capacității de transport în sistemele de transport al gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013 (Regulamentul)*, intrat în vigoare la data de 6 aprilie 2017.

Având în vedere prevederile *Regulamentului*, operatorii de transport SNTGN TRANSGAZ SA, „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ Ltd. Ungaria și Gas Connect Austria au elaborat *Manualul procedurii de sezon deschis ce urma a fi derulat în comun în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota și la punctul de interconectare a sistemului de transport al gazelor naturale din Ungaria cu sistemul de transport al gazelor naturale din Austria de la Mosonmagyaróvár.*

Versiunea finală a Manualului a încorporat propunerile și observațiile formulate de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale în urma consultării publice internaționale, și a întâlnirilor de lucru avute în acest sens.

Având în vedere faptul că versiunea finală a Manualului respectă cerințele de conținut prevăzute la art. 28 alin. (1) din *Regulamentul (UE) nr. 2017/459*, ANRE a aprobat, prin Decizia nr. 772/29.05.2017, prevederile din *Manualul procedurii de sezon deschis* ce urmează a fi derulat în comun de către cei trei operatori de transport și de sistem, prevederi aflate în sfera sa de competență, în vederea alocării de capacitate incrementală la punctele de interconectare dintre cele trei sisteme de transport.

Decizia nr. 1123/28.07.2017 - privind aprobarea prevederilor aflate în sfera de competență a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din Manualul procedurii de sezon deschis angajant ce urmează a fi derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș și „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT. în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota.

Ulterior emiterii Deciziei ANRE nr. 772/29.05.2017, în baza unei scrisori a transportatorului de gaze naturale din Ungaria FGSZ transmisă tuturor părților implicate în derularea proiectului RO-HU-AT, a rezultat renunțarea FGSZ de a mai continua implicarea în derularea proiectului pe ruta HU-AT din motive economice.

Concomitent, FGSZ a anunțat și faptul că rămâne implicat în partea de proiect RO-HU, fapt confirmat și de decizia Autorității de reglementare din Ungaria, MEKH. Ca urmare a acestui fapt, SNTGN Transgaz SA a înaintat către ANRE spre aprobare, concomitent cu publicarea pe site-ul propriu spre consultare publică, *Manualul procedurii de sezon deschis angajant pentru proiectul RO-HU*, ca parte a proiectului extins RO-HU-AT cu precizarea faptului că, în ceea ce privește elementele aferente obligațiilor și angajamentelor părții române a proiectului rămân neschimbate față de cele aferente Manualului inițial, modificările intervenite fiind de natura eliminării trimiterilor și a condiționalităților legate de partea HU-AT a proiectului inițial.

Din acest motiv, și ținând cont de circumstanțele care au condus la înaintarea acestei noi documentații pentru aprobare, chiar dacă analiza a relevat păstrarea elementelor avute în vedere la aprobarea Manualului inițial, ANRE a aprobat o nouă versiune a *Manualului*.

Decizia nr. 1872/19.12.2017 - privind instituirea unor măsuri derogatorii de la prevederile Manualului procedurii de sezon deschis angajant derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș și „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT. în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota, aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1.123/2017.

La inițiativa SNTGN Transgaz SA Mediaș, pe baza solicitării „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT, pentru asigurarea viabilității acestui proiect, a fost aprobată prelungirea termenului de înregistrare a solicitanților în cadrul procedurii de sezon deschis angajant derulat în comun cu operatorul de transport și sistem al gazelor naturale, Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT, din Ungaria, restul parametrilor auți în vedere în Manualul inițial rămânând neschimbați.

Avize emise pe parcursul anului 2017:

1. În aplicarea prevederilor Ordinului nr. 36/17.05.2017 privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013, cu modificările și completările ulterioare, a fost emis *Avizul nr. 13/22.06.2017 – Procedura SNTGN TRANSGAZ SA privind rezervarea de capacitate incrementală în Sistemul național de transport al gazelor naturale prin derularea proceselor de capacitate incrementală având ca obiect puncte de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport al gazelor naturale, altele decât punctele de interconectare ce urmează a fi create/dezvoltate prin intermediul proiectelor incluse în planurile de investiții și de dezvoltare a Sistemului național de transport al gazelor naturale pentru următorii 10 ani.*

2. Piața centralizată de gaze naturale funcționează în conformitate cu *Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2013, cu modificările și completările ulterioare. Potrivit acestora, "tranzacțiile de pe piața centralizată de gaze naturale se efectuează în conformitate cu prevederile regulamentului propriu al fiecărui titular de licență de administrare a pieței privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale, act administrativ care se aprobă prin ordin de către președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energie".*

Regulamentul a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2017, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 503 din 30 iunie 2017. În conformitate cu prevederile art. 16 din Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM - S.A. *"înscrierea/suspendarea/revocarea participanților, depunerea/introducerea ofertelor, organizarea sesiunilor de licitație/tranzacționare se desfășoară în conformitate cu procedurile operaționale specifice, elaborate de OPCOM - S.A. și avizate de autoritatea competentă".*

Ținând cont de aceste prevederi, au fost emise următoarele avize prin care au fost aprobate o serie de proceduri operaționale specifice activității OPCOM SA:

- a. **Aviz nr. 18/20.09.2017** - Procedura privind înregistrarea participanților la piețele de gaze naturale administrate de OPCOM S.A.;
- b. **Aviz nr. 19/20.09.2017** - Convenția de participare la piața pentru ziua următoare de gaze naturale;
- c. **Aviz nr. 20/20.09.2017** - Procedura privind funcționarea pieței pentru ziua următoare de gaze naturale;
- d. **Aviz nr. 21/20.09.2017** - Procedura privind constituirea, verificarea și utilizarea garanțiilor financiare pentru participarea la piața pentru ziua următoare de gaze naturale;
- e. **Aviz nr. 22/20.09.2017** - Procedura privind încasările și plățile aferente tranzacțiilor pe piața pentru ziua următoare de gaze naturale.

Proiecte de acte normative supuse consultării publice:

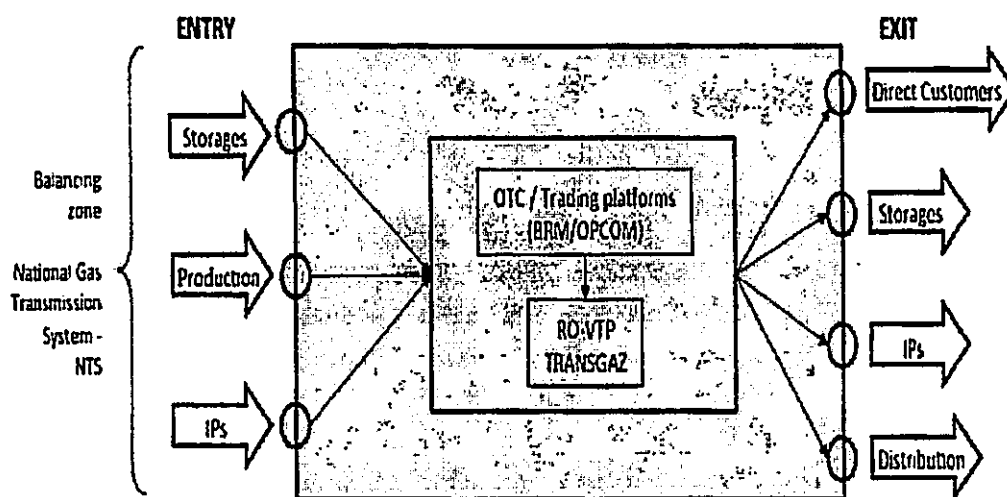
Având în vedere prevederile Ordonanței de urgență nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, conform cărora **regulile specifice care vor fi aplicate pe piețele centralizate de gaze naturale vor avea ca scop tranzacționarea gazelor naturale, în condiții de concurență și de acces transparent și nediscriminatoriu al cumpărătorilor la cantitățile de gaze naturale oferite pe piața concurențială, Rezoluția Parlamentului European din 15 decembrie 2015 referitoare la „Către o Uniune Europeană a energiei” (2015/2113(INI)) care solicită dezvoltarea unor piețe regionale ale energiei electrice și gazelor bine integrate și competitive care să asigure gradul de adecvare și flexibilitate al sistemului de energie și care să acopere toate părțile Uniunii, precum și 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, definitivarea urgentă a unei piețe interne a gazelor naturale pe deplin operațională și interconectată care să contribuie la asigurarea alimentării cu gaze naturale durabilă și la prețuri accesibile este crucială pentru realizarea obiectivului de intensificare a competitivității și de garantare, pentru toți consumatorii, a posibilității de a cumpăra gaze naturale la cele mai convenabile prețuri. Ținând cont de aceste prevederi, ANRE a elaborat și supus consultării publice un *proiect de Ordin pentru aprobarea Regulilor generale privind piața centralizată de gaze*.**

Aspectele cu caracter de noutate ale modificărilor aduse se referă, printre altele la segmentarea pieței centralizate și stabilirea, pentru fiecare segment al pieței centralizate în parte, a cerințelor specifice, introducerea produselor standardizate și ale contractelor standard în cadrul tranzacțiilor efectuate pe piața produselor standardizate pe termen scurt și pe piața produselor standardizate pe termen mediu și lung, transferarea doar în PVT a dreptului de proprietate asupra cantității de gaze naturale tranzacționate în cadrul piețelor produselor standardizate pe termen scurt, mediu și lung, garantarea tranzacțiilor, din punct de vedere financiar, prin intermediul unui organism de garantare.

Tot în cursul anului 2017, la inițiativa ANRE și SNTGN TRANSGAZ SA, a fost constituit un grup de lucru cu participarea ACER, ENTSO-G, ANRE, SNTGN TRANSGAZ SA și DG ENERGY, grup de lucru constituit în vederea implementării regulilor de piață armonizate la nivelul UE în ceea ce privește regimul de intrare-ieșire în/din Sistemul Național de Transport (SNT) al gazelor naturale, bazat pe tranzacții într-un singur punct virtual central (PVT) și transpunerea acestora în cadrul Codului rețelei pentru SNT.

Într-un prim pas, grupul de lucru a evaluat gradul de implementare a reglementărilor europene pe baza căruia a întocmit un document concept care prezintă principiile ce stau la baza sistemului entry/exit cu un punct virtual de tranzacționare central, sistem ce urmează a fi implementat pe piața gazelor naturale din România.

Schematic, sistemul a fost reprezentat în documentul de concept astfel:



Grupul de lucru și-a propus ca noul sistem propus să fie finalizat până la începutul lunii aprilie 2019 și deplin funcțional la începutul anului gazier 2018-2019.

Până la data prezentei analize, documentul în diversele sale stadii, a fost supus consultării publice, astfel încât, pe baza observațiilor și propunerilor formulate de o parte cât mai mare a participanților la piața gazelor naturale (operatori economici licențiați, din țară sau din alte state membre UE, clienți finali), să rezulte un concept cât mai clar și mai simplu de implementat în piața gazelor naturale din România.

III.1.2 Piața reglementată de gaze naturale – prețuri

Prețurile reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Modalitatea de aprobare a prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate este reglementată de Metodologia pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016 (denumită în continuare *Metodologie*), aprobată prin Ordinul ANRE nr. 182/2015, cu modificările și completările ulterioare.

Prețurile reglementate acoperă atât costurile aferente achiziționării și comercializării gazelor naturale ca marfă în sine, costurile aferente desfășurării activității de furnizare reglementată, cât și toate costurile aferente serviciilor de transport, înmagazinare și distribuție, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, realizate într-o manieră prudentă, necesare ca gazele naturale să ajungă de la furnizor la clientul casnic.

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

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

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

Cea mai importantă componentă a prețului reglementat o reprezintă suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale. În cadrul sumei fixe unitare, ponderea cea mai mare o reprezintă prețul gazului achiziționat, ca marfă.

Evoluția prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă

În iunie 2012 a fost aprobat de către Guvernul României, Memorandumul privind *Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate la gaze naturale*, iar în iunie 2015 a fost aprobat Memorandumul cu tema *Calendar de liberalizare a prețului gazelor naturale din producția internă (prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele termice destinate consumului populației)*.

Cele două memorandumuri, asumate de către Guvernul României, au stat la baza emiterii următoarelor hotărâri de guvern:

1. Hotărârea de Guvern nr. 22/2013 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
2. Hotărârea de Guvern nr. 511/2014 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
3. Hotărârea de Guvern nr. 816/2014 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 511/2014 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
4. Hotărârea de Guvern nr. 488/2015 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021;
5. Hotărârea de Guvern nr. 461/2016 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 488/2015 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021.

Prin aceste acte normative, Guvernul României a stabilit o creștere anuală a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă, aceste valori fiind preluate de către ANRE la calculul prețurilor reglementate.

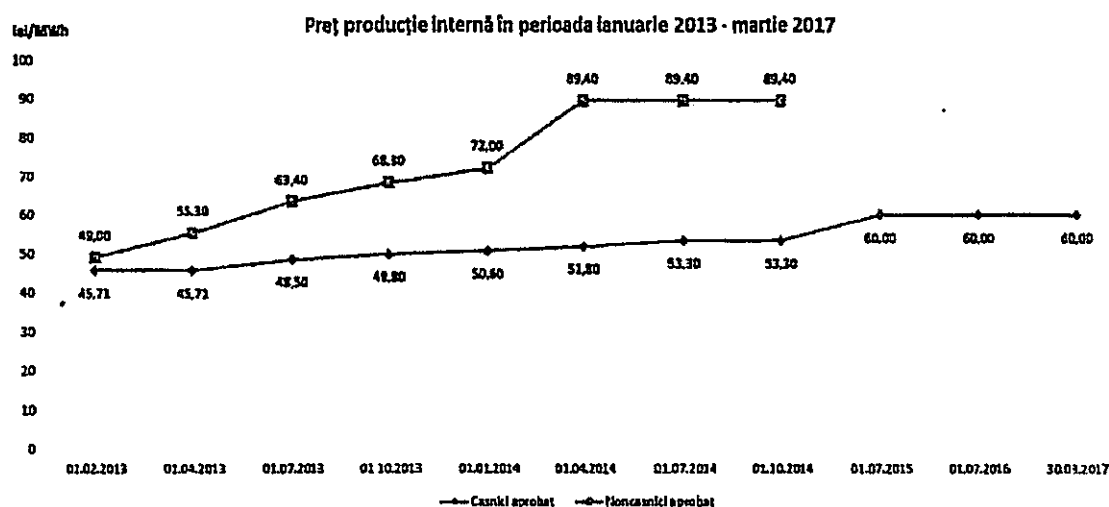
Astfel, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 461/2016, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, a fost stabilit după cum urmează:

lei/MWh

	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației
01.07.2015	60,00
01.07.2016	60,00

Totodată, la data de 11 octombrie 2016, a fost aprobată Ordonanța de Urgență nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012. Astfel, în conformitate cu prevederile art. 181 alin. (5) din Legea nr. 123/2012, **prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort, până la data de 31 martie 2017.**

Graficul următor reflectă evoluția în timp a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă la gaze naturale, pentru clienții casnici și clienții noncasnici.



Evoluția prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

Având în vedere prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, care aduc:

- a) modificări asupra obligațiilor și drepturilor producătorilor (conform art. 124 alin. (1) lit. e), aceștia trebuie să pună cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, necesare acoperirii consumului clienților casnici, inclusiv cantitățile destinate producătorilor de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, în conformitate cu reglementările ANRE și cu respectarea graficului de liberalizare a prețurilor și de asigurare a gazelor naturale pentru aceștia, doar până la data de 31 martie 2017);
- b) modificări asupra stabilirii structurii de amestec (conform art. 181, pentru acoperirea necesarului de consum, clienții finali au dreptul să fie alimentați cu gaze naturale în amestec intern/import, conform structurilor avizate/stabilite de către ANRE până la convergența prețului gazelor naturale din producția internă cu cel al gazelor naturale din import);
- c) modificări asupra stabilirii prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și pentru producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației (conform art. 181 alin. (5), acesta se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort, doar până la data de 31 martie 2017),

s-a impus necesitatea modificării și completării *Metodologiei*. Astfel, în ședința Comitetului de Reglementare din data de 29 martie 2017, a fost aprobat Ordinul ANRE de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 182/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016.

În conformitate cu prevederile art. nr. 36 – 39 din *Metodologie*, Direcția Generală Piață Gaze Naturale, Prețuri și Tarife Reglementate a estimat costurile necesare pentru achiziția gazelor naturale destinate furnizării în regim reglementat, inclusiv serviciile aferente, **pentru perioada aprilie 2017 – martie 2018, evaluând suma fixă unitară la valoarea de 81,48 lei/MWh.**

Menționăm că, la data de 1 aprilie 2017, a fost regularizată componenta Delta CUG reprezentând *componenta unitară de corecție pentru diferența dintre suma fixă unitară recunoscută de ANRE pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale (CUG), inclusiv serviciile reglementate*

aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată.

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

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

Creșterea prețurilor cu un procent de aproximativ 2,41%, începând cu data de 1 aprilie 2017, s-a datorat ajustării veniturilor unitare aferente activității de distribuție pentru societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L., stabilirii venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată pentru anul 2017 pentru societatea ENGIE ROMÂNIA S.A. și societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., respectiv estimării sumei fixe unitare pentru perioada aprilie 2017 – martie 2018 (CUG) și a regularizării componentei Delta CUG pentru toți cei 39 de operatori economici.

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

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

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

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

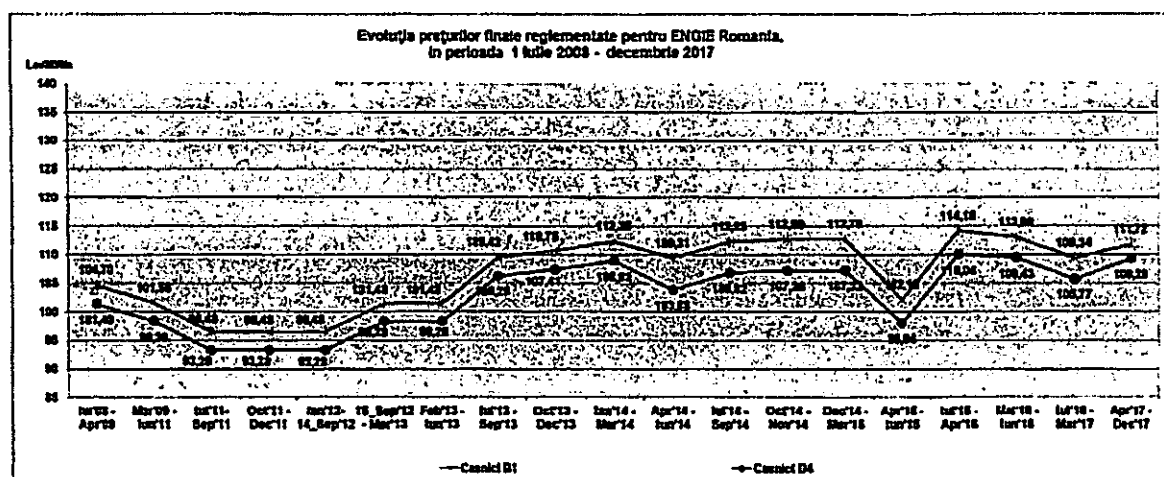
Comparativ cu luna decembrie 2016, la nivelul anului 2017, pentru categoria de clienți B1 ai societății ENGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o creștere de aproximativ 2%.

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

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

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

Graficele următoare reflectă evoluția în timp a prețurilor reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat, în perioada 1 iulie 2008 - 31 decembrie 2017:



activității de furnizare reglementată și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată. În acest sens, s-a stabilit recunoașterea celui mai mic preț înregistrat pe contractele bilaterale și a prețului mediu realizat pe piața centralizată;

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

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

Principalele modificări/completările aduse *Metodologiei* au vizat următoarele:

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

III.1.3 Analiza nivelului de calitate a activității de furnizare a gazelor naturale

Pentru cuantificarea calității activității de furnizare a gazelor naturale la clienții finali, prin *Ordinul nr. 37/2007 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale*, ANRE a stabilit nivelul minim de performanță pentru desfășurarea acestei activități.

În tabelul următor sunt prezentate condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care furnizorii de gaze naturale au obligația să le plătească automat solicitanților clienților finali, potrivit prevederilor standardului de performanță menționat anterior:

Nr. crt.	Indicatorul de performanță garantat	Penalități	
		Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	30 lei
1.	IPG1 - Contractarea gazelor naturale		

		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 garanți – IPG, pe baza raportărilor furnizorilor de gaze naturale, în anul 2017 înregistrându-se un număr total de 458.891 de solicitări ale clienților finali, conform tabelului următor:

Indicatorul de performanță garantat	Număr de solicitări primite		Numărul solicitărilor rezolvate în termenele impuse prin IPG		Număr de solicitanți clienți finali cărora li s-au plătit penalități		Cuantumul penalităților achitate (lei)	
	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici
IPG1- Contractarea gazelor naturale	335.407	45.392	335.400	45.392	7	0	610	0
IPG2-Solicități privind facturile	58.604	13.443	58.603	13.442	1	1	375	80
IPG3-Calitatea gazelor naturale	140	45	139	45	1	0	140	0
IPG4-Solicități privind măsurarea	5.128	732	5.128	732	0	0	0	0
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	399.279	59.612	399.270	59.611	9	1	1.125	80

Din monitorizarea informațiilor transmise de către furnizorii licențiați, s-a constatat faptul că, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garanți în anul 2017, furnizorii de gaze naturale au plătit penalități la 9 clienți casnici și la 1 client noncasnic, în valoare totală de 1.205 lei, după cum urmează:

- pentru nerespectarea IPG 1 – *Contractarea gazelor naturale*, au fost plătite penalități la 7 clienți casnici, în valoare totală de 610 lei;

- pentru nerespectarea IPG 2 - *Solicitări privind facturile*, au fost plătite penalități unui client casnic și unui client noncasnic, în valoare totală de 455 lei;
- pentru nerespectarea IPG 3 - *Calitatea gazelor naturale*, au fost plătite penalități unui client casnic în valoare de 140 lei.

Gradul de îndeplinire de către furnizorii de gaze naturale a indicatorilor de performanță garantați - IPG în anul 2017, defalcat pe clienți casnici și clienți noncasnici este ilustrat în tabelul următor:

Indicatorul de performanță garantat	Gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță garantați %	
	clienți casnici	clienți noncasnici
IPG1-Contractarea gazelor naturale	99,998	100,000
IPG2-Solicitări privind facturile	99,998	99,993
IPG3-Calitatea gazelor naturale	99,286	100,000
IPG4-Solicitări privind măsurarea	100,000	100,000
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	-	-
Total	99,998	99,998

III.1.4 Aplicația pentru compararea ofertelor-tip de furnizare a gazelor naturale

În anul 2017, ANRE a dezvoltat un instrument prin care clienții finali pot compara ofertele-tip de furnizare a gazelor naturale din România. Aplicația web interactivă denumită "**Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale**" poate fi accesată în cadrul site-ului ANRE, începând cu 1 iunie 2017, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-oferte-tip-de-furnizare-a-gn>. Comparatorul de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale (denumit în continuare *Comparator*) este implementat ca urmare a prevederilor art. 5 din Ordinul ANRE nr. 106/2014 privind modalitățile de informare a clienților finali de către furnizorii de gaze naturale cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor, care a creat premisele necesare pentru ca Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei să realizeze și să pună la dispoziția persoanelor interesate un instrument independent și necomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare și a condițiilor oferite de furnizorii de gaze naturale, înainte de a alege un anumit furnizor sau o anumită ofertă-tip.

Potrivit acestui act normativ, toți furnizorii de gaze naturale care elaborează și publică prin mijloace proprii oferte-tip, au obligația să introducă informații referitoare la acestea și în baza de date a *Comparatorului*. Totodată, furnizorii au obligația să introducă în această bază de date orice nouă ofertă-tip și orice modificare a ofertelor-tip existente în termen de 5 zile lucrătoare de la data lansării sau a modificării acesteia.

Utilizarea *Comparatorului* se face foarte simplu, în doar doi pași: utilizatorii aleg criteriile de selecție și primesc o listă cu ofertele-tip. Dintre toate ofertele-tip introduse de furnizori în baza de date, *Comparatorul* le afișează pe acelea care respectă criteriile introduse de utilizator și le ordonează în ordinea crescătoare a prețului de furnizare a gazelor naturale aferent fiecărei oferte-tip.

În momentul afișării rezultatelor utilizatorii pot afla și alte detalii relevante, respectiv câteva condiții asociate ofertei-tip (termenul de plată, modalitatea de transmitere a facturii, durata contractului și informații privind garanțiile solicitate, după caz), precum și perioada de valabilitate a ofertei-tip. Suplimentar, utilizatorul are posibilitatea introducerii unor date pentru comparare, respectiv prețul de furnizare din contractul actual și consumul anual, situație în care se efectuează o comparație și cu costurile sale actuale.

De la lansarea *Comparatorului*, respectiv începând cu data de 1 iunie și până la data de 31 decembrie 2017, acesta a fost accesat de un număr de 21.345 utilizatori care au petrecut un timp mediu de aprox. 4 minute și jumătate în cadrul acestuia. Dintre aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,63 % din Germania, 0,83% din Marea Britanie, 0,27% din Franța și 0,23% din SUA. Numărul total de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale disponibile spre consultare în cadrul *Comparatorului* dezvoltat de ANRE a fost de 161, acestea fiind introduse de 91 de furnizori.

III.1.5 Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și a disputelor

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*.

În cursul anului 2017 au fost primite 23 cereri de soluționare a disputelor în sectorul gazelor naturale.

III.1.6 Propuneri de îmbunătățire a legislației primare

- Reconsiderarea definițiilor următorilor termeni: monopol în domeniul gazelor naturale și client interuptibil de siguranță astfel încât acestea să permită, pe de-o parte, adoptarea măsurilor

pentru implementarea Regulamentului (UE) nr. 1938/2017, iar pe de altă parte să permită desfășurarea activității de înmagazinare a gazelor naturale în regim concurențial.

- Introducerea și definirea noțiunilor de client protejat și piata angro de gaze naturale astfel încât prevederile cadrului legislativ primar să fie armonizate cu noile reglementări la nivelul UE.
- Introducerea și definirea noțiunii de stoc strategic de gaze naturale, destinat utilizării exclusive în nivelul de urgență al situațiilor de criză în baza Regulamentului (UE) nr. 1938/2017, corelativ cu reglementarea modului de constituire și de finanțare al acestuia, precum și cu regimul juridic și regimul de acces la acest stoc.
- Introducerea unei derogări, în cazul clientului final care a încheiat un contract de transport gaze naturale (având astfel calitatea de utilizator al rețelei), care să permită acestuia efectuarea unor operațiuni de vânzare a gazelor naturale în vederea echilibrării, fără a fi necesară deținerea unei licențe de furnizare în acest sens.
- Introducerea unei noi obligații în sarcina producătorului de gaze naturale care utilizează gaze naturale pentru producerea de energie electrică în centrale proprii, în sensul asigurării separării legale a activității de producere a energiei electrice.
- Modificarea regimului racordării și accesului terților la depozitele de înmagazinare, în vederea realizării acestora în regim negociat; corelativ, este necesară modificarea/completarea obligațiilor instituite în sarcina operatorului de înmagazinare care să asigure condiții comerciale transparente practicate în regim concurențial.
- În contextul existenței unui stoc strategic și al caracterului concurențial al activității de înmagazinare este necesară eliminarea caracterului obligatoriu de constituire a stocului minim de către furnizorii de gaze naturale.
- Introducerea interdicției pentru furnizorul de gaze naturale de a denunța unilateral contractul de furnizare încheiat cu clientul final, în condițiile în care în Legea nr. 123/2012 este prevăzut expres doar dreptul clientului final de a denunța unilateral contractul de furnizarea a gazelor naturale, ținând cont și de faptul că, în cele mai multe situații practice, denunțarea unilaterală vizează motive de oportunitate contractuală și nu un caz de culpă în executarea angajamentului asumat.
- Introducerea obligației de separare legală a activității de producție a gaze naturale de activitatea de furnizare a gaze naturale.

III.2 Monitorizare piață gaze naturale, REMIT

Autoritatea de reglementare realizează o activitate de monitorizare continuă a relațiilor economice din sector, colectând date și informații specifice de la participanții la cele două piețe, reglementată și concurențială. În urma analizelor efectuate asupra datelor furnizate de operatorii activi în sectorul gazelor naturale din România pe parcursul anului 2017, au rezultat următoarele concluzii:

- Consumul anual de gaze naturale și-a continuat tendița de creștere, manifestată în anul 2016, atingând nivelul de aproximativ 12,26 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 5% în 2017 față de 2016.

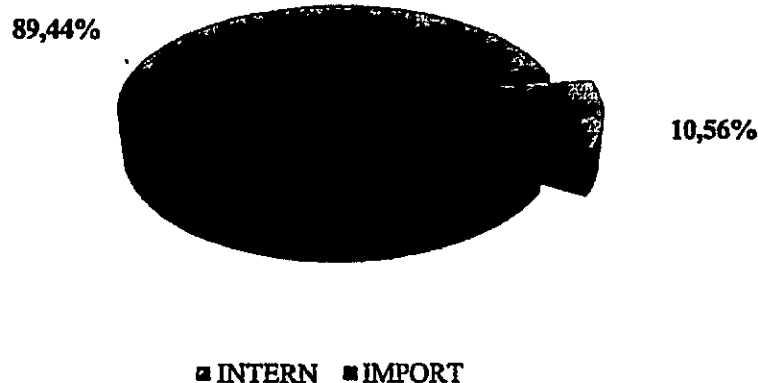
Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2017:

- un operator al Sistemului National de Transport – Transgaz;
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Hunt Oil, Foraj Sonde, Stratum Energy și Mazarine Energy România;
- 6 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: Wiee AG, Dexia, Imex Oil, Trafigura, Vitol Gas&Power, Future Energy și Gazprom Schweiz AG
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 37 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz S.A.;
- 93 de furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale, din care 38 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale.

Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2017, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 89,44% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 94,91% din această sursă.

Tipul surselor de gaze naturale în anul 2017

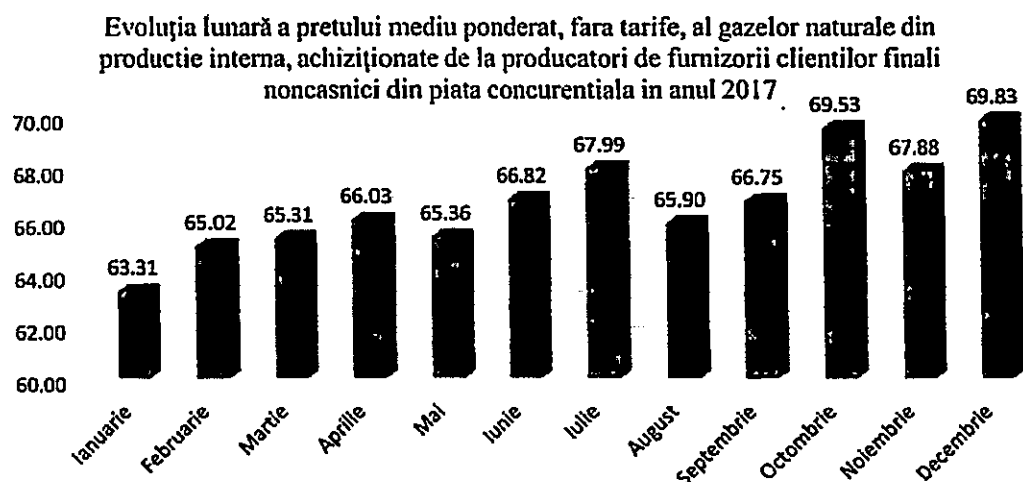


Producția extrasă din perimetrele de producție, în cursul anului 2017, dar și cea injectată în depozitele de înmagazinare subterană sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Luna	Producția curentă (MWh)	Cantitate injectată din producție internă (MWh)
ianuarie	10.449.525,987	
februarie	9.371.484,560	
martie	9.670.104,175	121.239,950*
aprilie	9.920.136,045	946.705,956
mai	9.367.626,187	3.075.421,205
iunie	8.985.462,683	3.770.151,568
iulie	9.124.429,982	3.629.331,839
august	9.247.368,326	3.139.862,159
septembrie	9.343.181,653	3.081.840,627
octombrie	9.908.087,273	1.405.971,735
noiembrie	9.817.237,589	
decembrie	10.139.861,470	
Total MWh	115.344.505,930	19.170.525,039

* cuprinde și injectia aferentă ciclului anterior, conform raportării SNGN Romgaz SA

Evoluția prețului mediu ponderat al gazelor naturale din producție internă, achiziționate de furnizorii care dețin în portofoliu clienți non-casnici, direct de la producătorii de gaze naturale, unde pe primele trei luni din 2017 nu cuprinde și achiziția făcută pentru producătorii de energie termică pentru populație, clienți PET, care, pentru acea perioadă au beneficiat de preț administrat prin hotărâre de guvern.



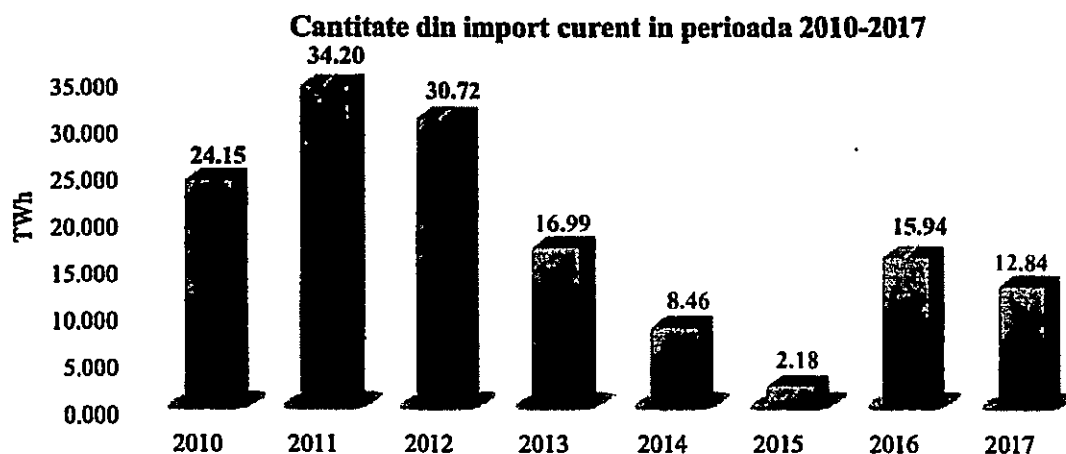
În anul 2017, producția de gaze naturale din România, a fost asigurată de un număr de 8 producători de gaze naturale: SNGN Romgaz SA, S.C. OMV Petrom SA, S.C. Amromco Energy SRL, S.C. Raffles Energy SRL, S.C. Foraj Sonde SA, S.C. Stratum Energy LLC, Hunt Oil Company și S.C. Mazarine Energy România S.R.L.

Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2017 a fost de 115,34 TWh, după cum urmează:

TWh								Total
Amromco Energy	Foraj Sonde	Hunt Oil Company	Mazarine Energy Romania	OMV Petrom	Raffles Energy	Romgaz	Stratum Energy Romania	
3,22	0,10	0,72	0,05	55,10	0,04	54,10	2,02	115,34

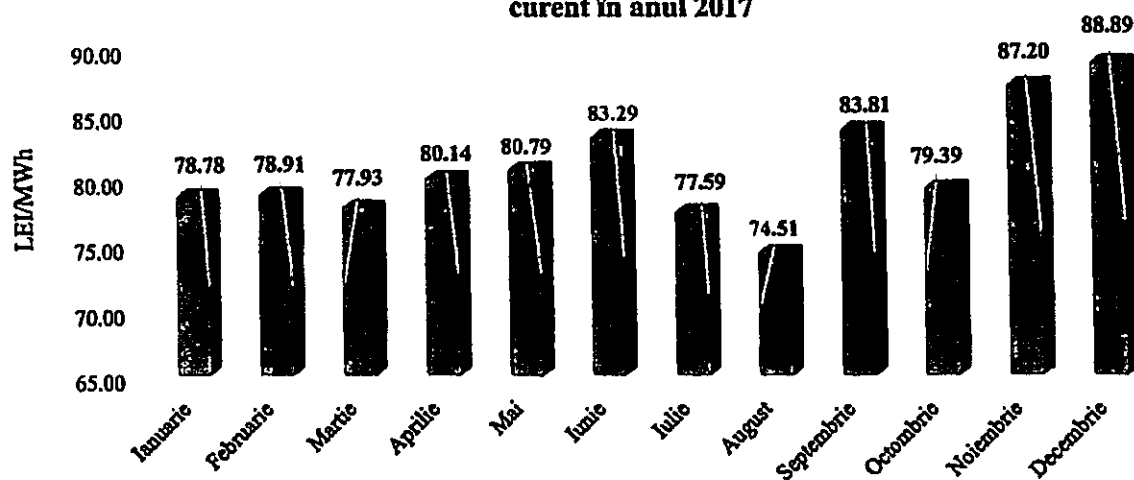
Importul ce a intrat în consum în 2017, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 10,56% din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 78,14% din aceste cantități.

Luna	Productia interna curenta (MWh)	Import direct (MWh)
ianuarie	10.449.525,987	3.853.722,531
februarie	9.371.484,560	2.681.639,393
martie	9.670.104,175	766.516,218
aprilie	9.920.136,045	57.304,816
mai	9.367.626,187	30.944,396
iunie	8.985.462,683	45.990,604
iulie	9.124.429,982	5.284,446
august	9.247.368,326	4.660,782
septembrie	9.343.181,653	10.796,261
octombrie	9.908.087,273	901.863,676
noiembrie	9.817.237,589	1.263.414,294
decembrie	10.139.861,470	3.220.576,323
Total MWh	115.344.505,930	12.842.713,740

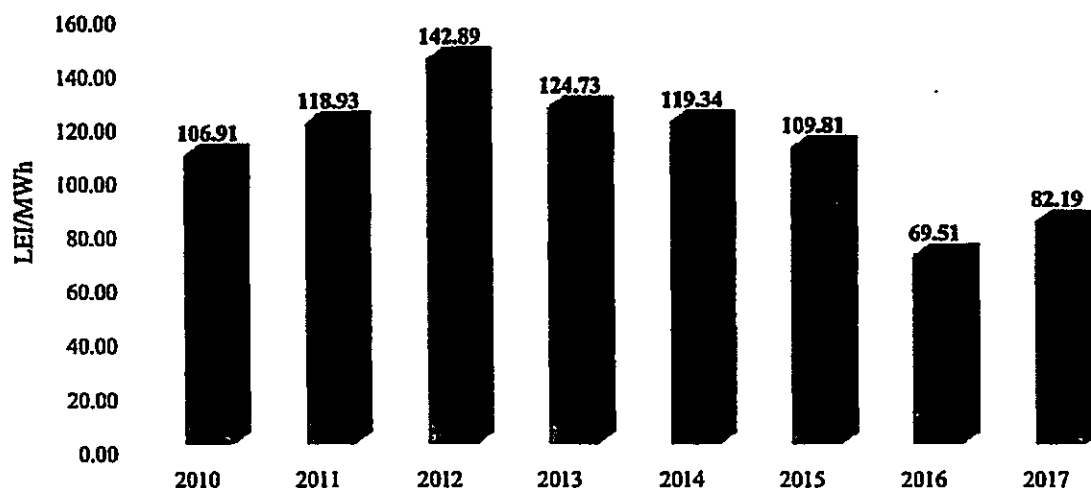


Și în anul 2017 are o loc o revigorare a consumului din import, față de anii 2014 și 2015 (așa cum se poate observa din grafic) rezultată pe fondul creșterii consumului anual.

**Evoluția lunară a prețului mediu ponderat al gazelor naturale din import
curent în anul 2017**



Preț mediu al gazelor naturale din import curent în perioada 2010-2017



Referitor la prețurile gazelor naturale din import curent, facem precizarea că acestea sunt prețuri medii ponderate și au fost determinate prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare, raportate de către participanții din piață, și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Cantitățile exportate în cursul anului 2017 au reprezentat 0,24% din cantitățile extrase din perimetrele de producție.

Luna 2017	Cantitate exportată (MWh)
Ianuarie	0.000
Februarie	12.013
Martie	0.000
Aprilie	5,766.184
Mai	10,363.290
Iunie	55,469.047
Iulie	65,540.665
August	70,755.039
Septembrie	71,803.220
Octombrie	0.000
Noiembrie	0.000
Decembrie	0.000
Total 2017	279,709.458

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, precum și importul curent nu reușesc să acopere necesarul de consum lunar, din perioada de iarnă. Întrucât producția curentă este excedentară consumului în perioada de vară, înmagazinarea devine chiar o necesitate pentru producătorii de gaze naturale, peste nivelul obligației de stoc minim calculată anual de ANRE, în situația în care furnizorii nu achiziționează cantități pentru înmagazinare, necesare consumului din perioada rece.

Tip operator economic	Stoc la sfârșitul ciclului de injecție 2017 (MWh)
Producatori	10,003,521.771
Restul participanților la piață	14,106,899.302
Total înmagazinat	24,110,421.073

Urmare a aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2016, care aprobă metodologia privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale, a fost calculată obligația de stoc minim pentru ciclul de înmagazinare 2017-2018, aferent fiecărui furnizor care deține în portofoliu clienți finali. În tabelul următor este prezentată evoluția anuală a stocului minim total, pe care titularii licențelor de furnizare și titularul licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale trebuie să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie a fiecărui an:

Nivelul stocului minim anual de gaze naturale	
2013	24.248.110,943 MWh
2014	19.765.212,051 MWh
2015	17.477.030,807 MWh
2016	18.340.862,385 MWh
2017	18.649.242,677 MWh

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția lunară a stocului de gaze naturale, existent în depozitele de înmagazinare subterană, în cursul anului 2017.

Stoc 2017	Total (MWh)
Ianuarie 2017	11,637,342.199
Februarie 2017	7,512,893.371
Martie 2017	5,575,268.609
Stoc la sfarsitul ciclului de extractie	5,484,062.898
Aprilie 2017	6,107,415.470
Mai 2017	9,182,836.673
Iunie 2017	12,952,988.240
Iulie 2017	16,582,320.079
August 2017	19,671,429.739
Septembrie 2017	22,701,949.326
Stoc la sfarsitul ciclului de injectie 2017*	24,110,421.073
Octombrie 2017	23,903,592.506
Noiembrie 2017	20,691,971.563
Decembrie 2017	17,013,973.766

*cuprinde și extracțiile realizate în cursul verii

Pe piața de gaze națională, acționează doi operatori de înmagazinare subterană a gazelor naturale, S.C. Depomureș S.A. și SNGN Romgaz S.A. Capacitatea totală și evoluția utilizării acestei capacități este prezentată în tabelul de mai jos.

Operator înmagazinare subterană	An	Capacitate depozit (MWh)	Stoc după activitatea de extracție (MWh)	Cantitate injectată* (apr.-oct.) (MWh)
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
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

*nu cuprinde stocurile de gaze naturale rămase din ciclurile anterioare de injecție, după activitatea de extracție.

Piete centralizate

În anul 2017, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate au însumat un volum total de 63,6 TWh, din care 62,3 TWh pentru piața angro și 1,3 TWh pentru piața en-detail, după cum urmează:

Luna	Piete	Preturi lunare încheiate pe piete centralizate	Cantitati tranzactionate (MWh)
Ianuarie	angro	76,80	100.428,000
	en-detail	103,65	7.226,000
Februarie	angro	74,04	604.043,600
	en-detail	108,48	15.152,000
Martie	angro	71,57	3.733.259,000
	en-detail	114,07	383.098,700
Aprilie	angro	71,80	10.604.880,000
	en-detail	111,47	32.038,651
Mai	angro	72,20	11.868.016,000
	en-detail	99,53	94.185,000
Iunie	angro	72,18	16.736.482,000
	en-detail	112,95	58.974,000
Iulie	angro	72,04	1.165.631,000

	en-detail	109,37	96.277,63
August	angro	72,07	1.680.691,000
	en-detail	111,42	17.917,000
Septembrie	angro	74,96	3.770.910,000
	en-detail	111,90	124.491,880
Octombrie	angro	84,54	2.099.076,537
	en-detail	119,76	149.066,130
Noiembrie	angro	79,81	6.043.319,586
	en-detail	112,34	202.214,250
Decembrie	angro	88,64	3.899.565,000
	en-detail	122,14	162.591,568
Total 2017	angro	74,46	62.306.301,723
	en-detail	113,60	1.343.232,809
			63.649.534,532

Tabelul conține cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, și nu cantitățile efectiv livrate în acea lună, iar prețurile lunare sunt rezultate din ordinele de tranzacționare încheiate în lunile respective. Aceste ordine pot avea perioade de livrare cuprinse între 1 lună, respectiv luna în care a fost încheiată tranzacția, și 12 luni. Cantitățile lunare din tabelul menționat cuprind cantitățile tranzacționate pe ambele platforme de tranzacționare ale BRM, platforma la disponibil și pe platforma STEG, iar prețurile aferente acestora reprezintă media ponderată a tuturor tranzacțiilor încheiate pe cele două platforme.

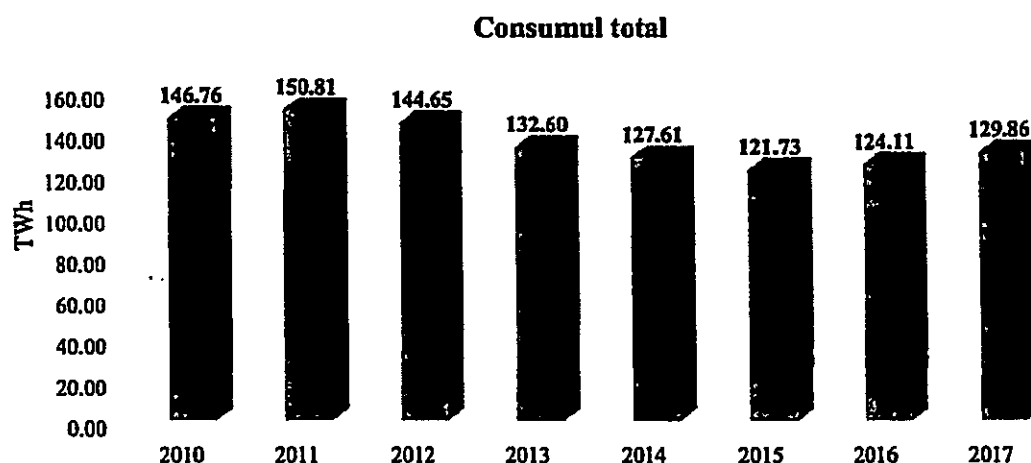
Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul lunii decembrie 2017, pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 85 de furnizori, din care:

- 38 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
- 85 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2017 a fost de aproximativ 3.714.699, din care 194.426 clienți noncasnici (cca. 5,23%) și 3.520.273 clienți casnici (cca. 94,77%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2017 a fost de aproximativ 130 TWh, înregistrând o creștere de aproximativ 5% față de anul 2016, tendință continuată din anul 2016 față de anul 2015.



În cadrul consumului total al sectorului gazelor naturale, o parte este reprezentată de consumuri specifice activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice: consum tehnologic, consum energetic și abaterile datorate instrumentelor de măsură. Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2017 consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 120,3 TWh, din care aprox. 86,1 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 34,2 TWh consumul casnic, după cum urmează:

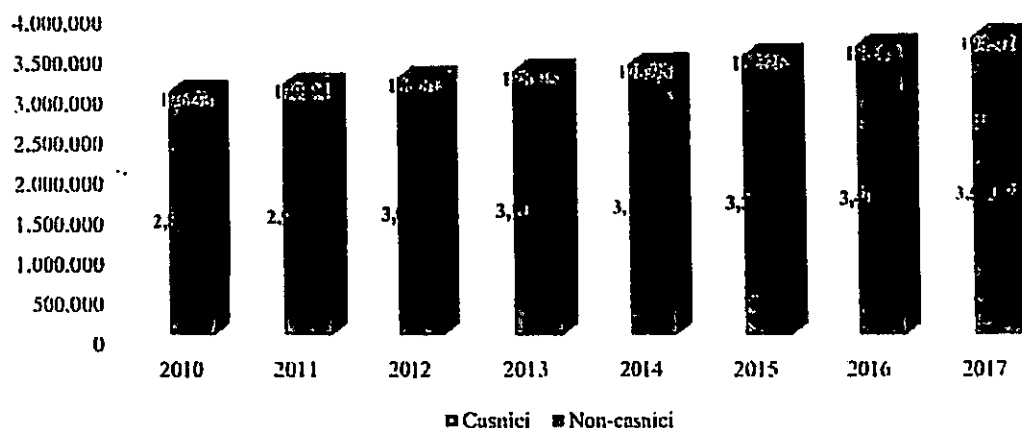
Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
Casnici	3.520.273	34,2	28,47%
Clienți non-casnici	194.426	86,1	71,53%
Total	3.714.699	120,3	

*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2017, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de 28,47%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,77% din totalul clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar 5,23% din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de 71,53% din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2017.

Luna	Nr. Clienti		Total nr. clienti	Consum total (MWh)
Ianuarie	Casnic	3,416,189	3,605,144	21,810,775.954
	Noncasnic	188,955		
Februarie	Casnic	3,413,445	3,601,801	16,146,257.126
	Noncasnic	188,356		
Martie	Casnic	3,421,089	3,609,926	12,370,007.301
	Noncasnic	188,837		
Aprilie	Casnic	3,426,896	3,615,873	9,419,121.844
	Noncasnic	188,977		
Mai	Casnic	3,435,060	3,624,600	6,325,661.945
	Noncasnic	189,540		
Iunie	Casnic	3,444,232	3,633,568	5,210,680.754
	Noncasnic	189,336		
Iulie	Casnic	3,456,237	3,646,004	5,432,607.590
	Noncasnic	189,767		
August	Casnic	3,465,570	3,654,933	6,104,524.617
	Noncasnic	189,363		
Septembrie	Casnic	3,491,435	3,685,007	6,273,873.108
	Noncasnic	193,572		
Octombrie	Casnic	3,493,472	3,685,307	9,606,351.431
	Noncasnic	191,835		
Noiembrie	Casnic	3,523,736	3,716,120	14,232,278.047
	Noncasnic	192,384		
Decembrie	Casnic	3,520,273	3,714,699	16,928,870.823
	Noncasnic	194,426		
Total	-	-	-	129,861,010.540

Evoluția numărului clienților finali în perioada 2010-2017



Prețurile de vânzare pe categorii de clienți finali, în funcție de sistemul de conectare și de clasa de consum se prezintă în felul următor:

Clienți din piața concurențială		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț fără tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	83.01
	A2 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	84.85
	A3 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	72.51
	A4 (consum între 116.227,80 și 1.162.777,87 MWh/an)	72.32
	A5 (consum peste 1.162.777,87 MWh/an)	57.59
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 MWh/an)	98.30
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	97.70
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	89.16
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	78.97
	B5 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	73.64
	B6 (consum peste 116.277,80 MWh/an)	70.66

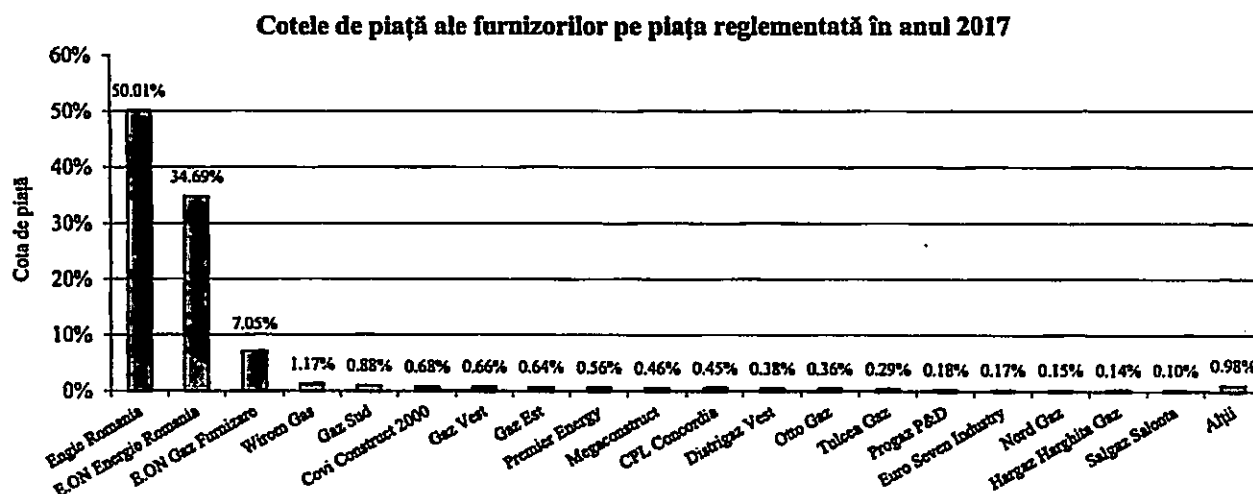
* conform obligațiilor de raportare, prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

Clienți din piața reglementată		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț cu tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	92.52
	B1 (consum de până la 23,25 Mwh/an)	117.69
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	115.71
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	111.71
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	108.24

* conform obligațiilor de raportare, prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

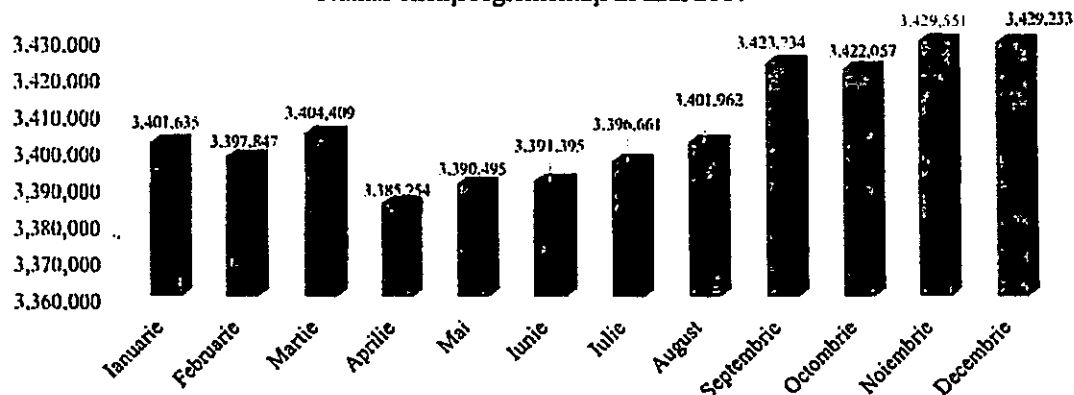
Piața cu amănuntul reglementată

În anul 2017, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 38 de furnizori, a căror pondere este prezentată în graficul următor:



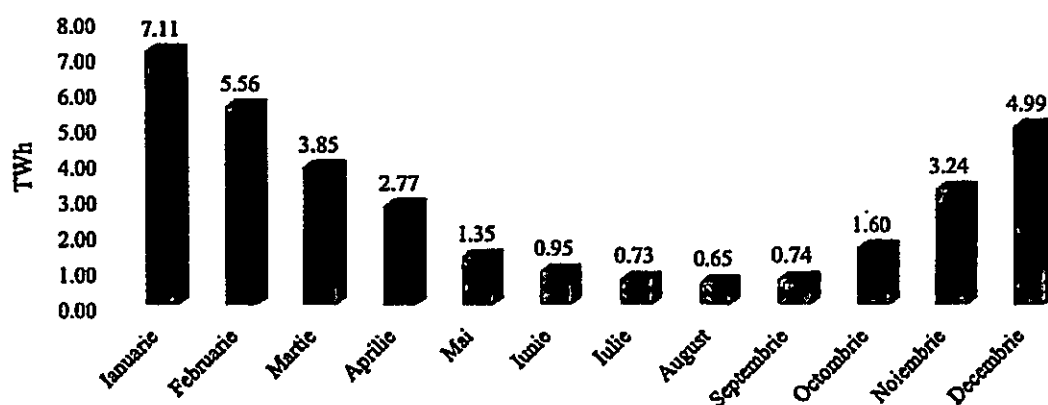
Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2017, a fost de 3.429.233, aceștia reprezentând doar clienți casnici, iar evoluția lor în cursul anului 2017 este prezentată în graficul următor:

Număr clienți reglementați în anul 2017



Consumul clienților reglementați, în anul 2017, a fost de 33,54 TWh și a evoluat conform graficului următor:

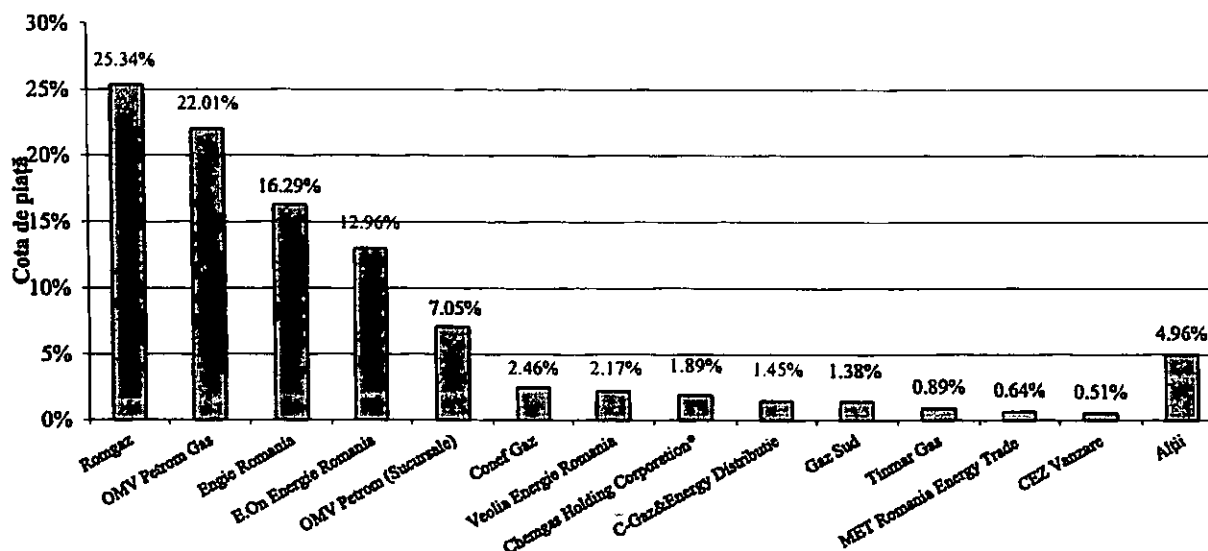
Consum piața reglementată în anul 2017



Piața cu amănuntul concurențială

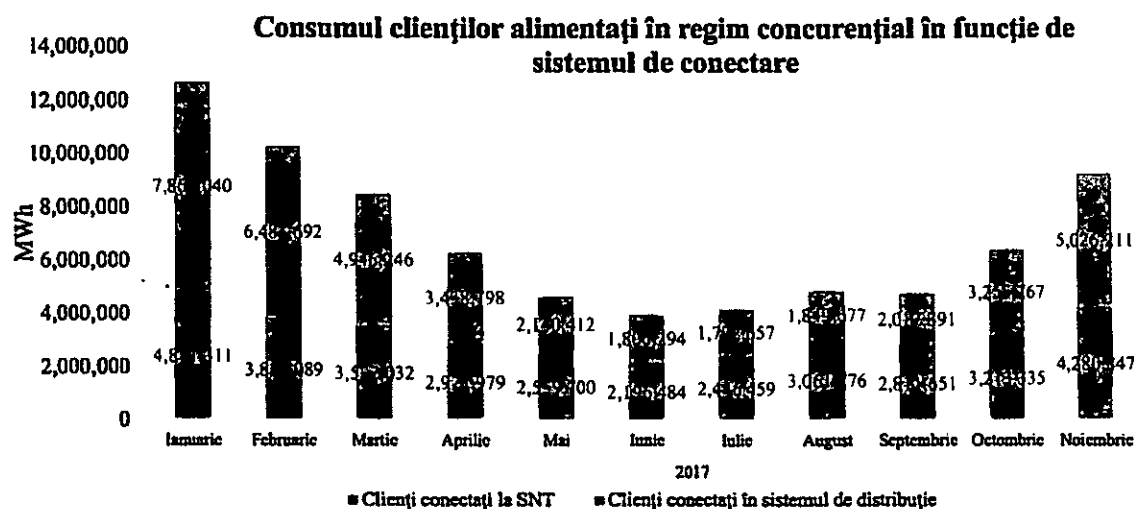
În anul 2017, pe piața concurențială de gaze naturale au activat 84 de furnizori, iar cota de piață a acestora este prezentată în graficul următor:

Cotele de piață ale furnizorilor pe piața concurențială cu amănuntul în anul 2017

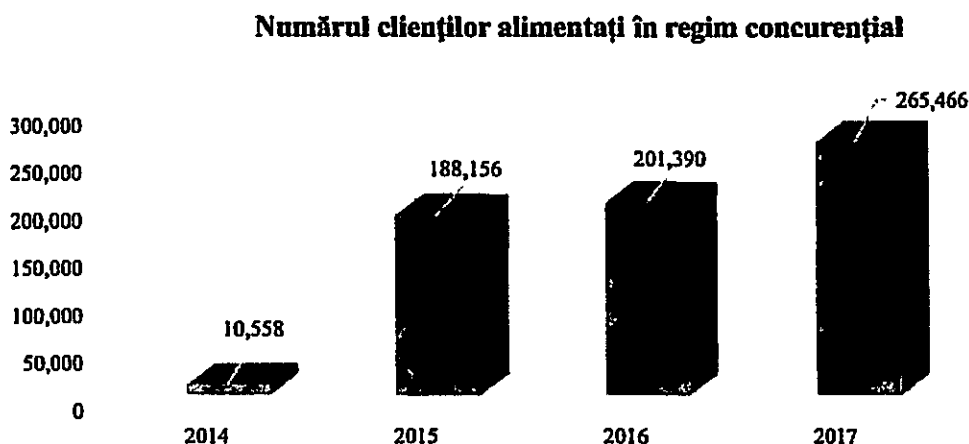


*Graficul include și cantitățile importate direct și consumate de clienții eligibili pentru a reflecta corect situația consumului clienților eligibili

Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial în anul 2017 a fost de 86.827.616,695 MWh. Analizând graficul de mai jos, unde este prezentată evoluția consumului acestor clienți în funcție de tipul de conectare la sistem, în SNT și în distribuție, se poate observa o variație mai mică a consumului clienților finali conectați în SNT pe parcursul anului, aceștia fiind clienți mari industriali în număr de 264, la nivelul lunii decembrie 2017, față de consumul clienților finali conectați la distribuție, care reflectă o curbă de consum similară consumului casnic; evoluția sugerează că un număr mare de clienți non-casnici desfășoară activități economice în care gazul natural nu are o pondere importantă.

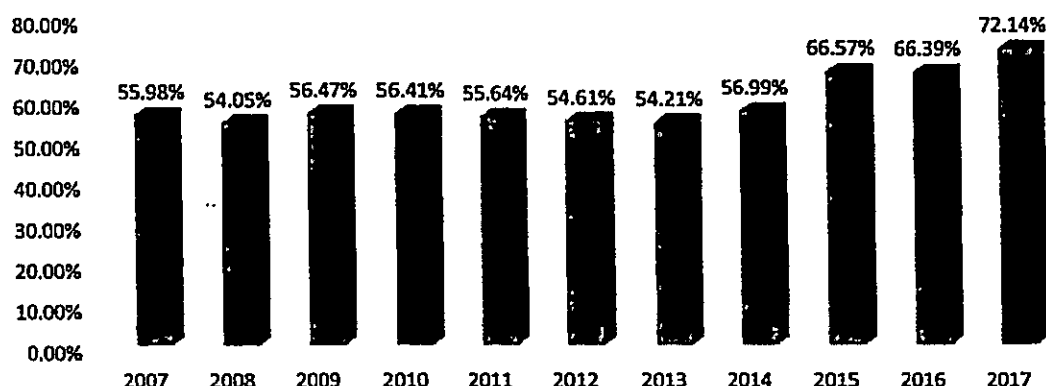


Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2017 a fost de 265.466. Având în vedere faptul că de la data de 1 ianuarie 2015, piața internă de gaze naturale a fost liberalizată total pentru clienții noncasnici, în conformitate cu prevederile art. 179 alin. (2) lit. a) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, numărul total al acestor clienți a crescut față de anul 2014. Prezentăm o evoluție anuală a numărului acestora, de la acel moment și până în prezent:



În anul 2017, se remarcă o creștere cu aproximativ 10% a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2016, care a ajuns la aproximativ 72% din consumul total al clienților finali. Evoluția gradului anual de deschidere a pieței interne de gaze naturale este prevăzută în graficul următor:

Gradul anual de deschidere a pieței interne în perioada 2007-2017



* Ponderea clientilor finali pe piata eligibila raportata la consumul total al clientilor finali, care cuprinde tocmai "criteriul pe firul aer" a clientilor casnici, ce prevede regularizari trimestriale cu consumurile efective

*la 1 ianuarie 2015 a avut loc eliminarea prețului reglementat pentru toți clienții non-casnici din piața de gaze naturale

III.3 Monitorizarea activității operatorilor de transport și distribuție

III.3.1 Starea tehnică a sistemelor de transport și distribuție

3.1.1. Monitorizarea respectării normelor de siguranță și fiabilitate a rețelei

3.1.1.1. Starea tehnică a sistemelor de transport

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

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

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

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

Principalele componente ale Sistemului Național de Transport (SNT) al gazelor naturale sunt prezentate în tabelul următor:

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2017	
13.350 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit	
▪	1.233 de stații de reglare măsurare gaze naturale (direcții)
▪	58 de stații de comandă vane (SCV, NT);
▪	6 stații de măsurare a gazelor naturale din import
▪	6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
▪	3 stații de comprimare gaze (SCG);
▪	1.042 de stații de protecție catodică (SPC);
▪	872 de stații de odorizare gaze (SOG).

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

Situația privind durata de funcționare a principalelor componente ale SNT

Durata de funcționare	Conducte de transport (km) 31.12.2017	Racorduri de alimentare (km) 31.12.2017	Numar direcții stații de reglare măsurare (SRM-direcții) 31.12.2017	Numar de stații de reglare măsurare amplasate pe conductele de tranzit (SMG) 31.12.2017	Numar de stații de reglare măsurare a gazelor din import (SMG) 31.12.2017	Numar de stații de protecție catodică (SPC) 31.12.2017	Numar stații comandă vane (SCV-NT) 31.12.2017	Numar de Stații de comprimare gaze (SCG) 31.12.2017	Numar de stații de odorizare gaze (SOG) 31.12.2017
≥ 40 ani	6397	339	141	2		11	14	1	26
Între 30-40 ani	1996	133	61			4	2	1	61
Între 20-30 ani	689	220	164	2	2	4	1		107
Între 10 și 20 ani	1723	931	610	2		253	10		206
Între 5 și 10 ani	410	147	196		1	652	7		266
≤ 5 ani	347	18	61		3	118	24	1	206
TOTAL	11562	1788	1233	6	6	1042	58	3	872
Stare tehnica	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională	funcțională

3.1.1.2. Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

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

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

Vechime conductă (ani)	Lungime obiective OL (km)	Lungime obiective PE (km)	Total lungime obiective (km)	(%)
≥40	1627	0	1627	3,3
[30;40)	1996	0	1996	4,0
[20;30)	10125	101	10226	20,7
[10;20)	6362	13658	20021	40,5
<10	587	14986	15574	31,5
Total	20698	28746	49444	100

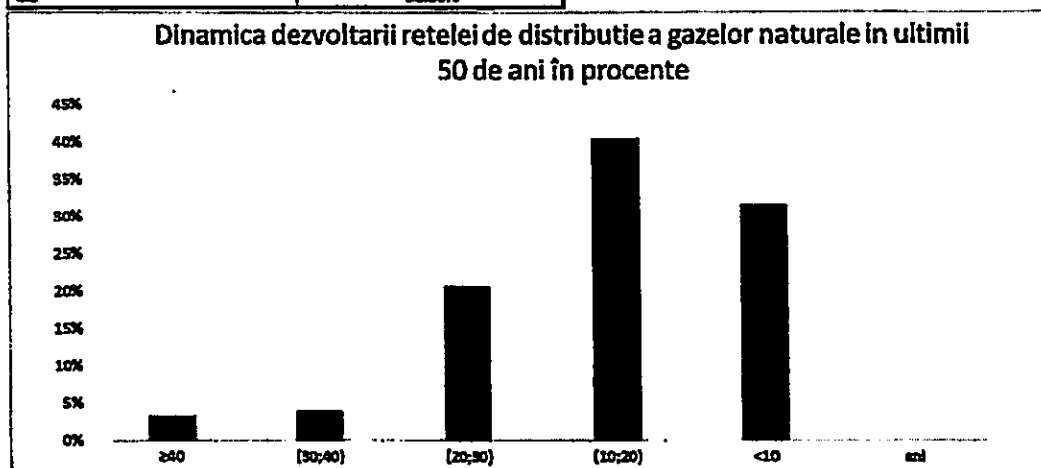
Astfel, din totalul de 49.444 km reprezentând lungimea rețelelor sistemului de distribuție la nivel național, o pondere de 31,5 % are o vechime mai mică de 10 ani, 40,5 % are o vechime între 10 și 20 de ani și doar 7,3 % are o vechime mai mare de 30 de ani.

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

Vechime conductă (ani)	Procent OL (%)	Procent PE (%)
≥40	3,3	0,0
[30;40)	4,0	0,0
[20;30)	20,5	0,2
[10;20)	12,9	27,6
<10	1,2	30,3
Pondere din total	41,9	58,1

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

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



3.1.2. Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații

3.1.2.1. Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de transport

Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, dispune că „pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reamplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare”, astfel la nivelul Transgaz s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, la solicitarea partenerilor contractuali.

Transgaz și-a onorat obligațiile contractuale privind termenul de finalizare a obiectivelor, însă punerea în funcțiune și exploatarea acestora cu depășirea termenului s-a datorat beneficiarului investiției care nu a dispus de toate cerințele punerii în funcțiune a unui obiectiv nou (nefinalizarea rețelei de distribuție, lipsa licenței și a autorizației de funcționare emisă de ANRE).

Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare este de 134 de zile.

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

În anul 2017 a fost înregistrată la toți operatorii de distribuție (OSD) o creștere a volumului de cereri de racordare, motiv pentru care durata de timp medie necesară realizării unui branșament a crescut cu peste

40 % față de anul 2016 și cu 60 % față de media înregistrată în anii 2015-2016, medie ce a stat și la baza estimării volumelor de lucrări previzionate a fi contractate cu operatorii economici care execută lucrările. Acest volum de lucrări crescut, generat în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact puternic asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.

Operatorii economici (OE) autorizați ANRE, cu care operatorii sistemelor de distribuție au încheiat contracte pentru executarea bransamentelor de gaze naturale, nu au făcut față numărului mare de solicitări ceea ce a condus la necesitatea de încheiere a unor noi contracte cu alți operatori economici autorizați ANRE, pentru realizarea bransamentelor.

Procedura de încheiere a contractelor de achiziții pentru lucrări este o procedură de durată, având în vedere specificitatea proceselor impuse de legislația în vigoare, fiind de natură a conduce la întârzieri în contractarea serviciilor și implicit la realizarea lucrărilor; termenele de eliberare a autorizațiilor de construire precum și a avizelor, timpul mediu de emitere a autorizațiilor de construire mai mare de 30 zile, au condus la 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, lucrări de infrastructură (creștere similară cu cea a solicitărilor de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale).

Schimbarea permanentă de către Unitățile Administrativ Teritoriale a regulilor la eliberarea certificatelor de urbanism, autorizațiilor de construire pentru lucrările de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale, fiind solicitate diverse documente suplimentare și impuse cerințe/proceduri specifice, au dus de asemenea la nerespectarea perioadelor de timp impuse racordărilor și reparațiilor în sistemul de distribuție.

3.1.3. 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 a intrat în vigoare la data de 1 octombrie 2016, la începutul anului gazier 2016 – 2017, astfel încât prima raportare a indicatorilor prevăzuți în acest standard a fost realizată de operatorul de transport și de sistem (OTS) până la data de 1 decembrie 2017.

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

- indicatorii de performanță determinați în conformitate cu prevederile standardului;
- bilanțul compensațiilor plătite pentru depășirea indicatorilor de performanță specifici;
- 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;
- evidența solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistem;
- lista reclamațiilor, sesizărilor și a solicitărilor primite precum și a răspunsurilor transmise, defalcată pe fiecare indicator specific de performanță.

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

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Abreviere termen utilizat pentru calculul indicatorului	Valoare termen	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
1.	IP ₀	IP ₀ ¹	90	N _{T0}	0	0,00
				N _{T2}	0	
				N _{inreg}	273	
				N _{eluate}	0	
2.	IP ₁	IP ₁ ¹	95	N _{Rparametrii10}	0	-
				N _{Tparametrii}	0	
				N _{RCLparametrii}	0	
		IP ₁ ²	95	N _{verificareP24}	0	-
				N _{TverificareP}	0	
		IP ₁ ³	95	N _{Rcalitate15}	0	-
				N _{TRcalitate}	0	
				N _{RCLcalitate}	0	
		IP ₁ ⁴	95	N _{Rmsurare15}	1	100,00
				N _{TRmsurare}	1	
				N _{RCLmsurare}	0	
		IP ₁ ⁵	95	N _{Vmsurare2}	1	100,00
				N _{TRmsurare}	1	
				N _{RCLmsurare}	0	
3.	IP ₂	IP ₂ ¹	95	N _{acces}	38	100,00
				N _{TCacces}	38	
		IP ₂ ²	95	N _{Racces15}	0	-
				N _{TRacces}	0	
4.	IP ₃	IP ₃ ¹	95	N _{racordare}	12	100,00
				N _{TRacordare}	12	
		IP ₃ ²	95	N _{Rracordare15}	0	-

				NTRracordare	0	
				NRCLRacordare	0	
		IP ₃ ³	95	N _{IR}	0	0,00
				NTIR	4	
		IP ₃ ⁴	95	N _{Rperp15}	0	
				N _{TRperpif}	0	-
				N _{RCLperpif}	0	
5.	IP ₄	IP ₄ ¹	95	N _{Rrefacere15}	1	100,00
				N _{TRrefacere}	1	
				N _{RCLrefacere}	0	
6.	IP ₅	IP ₅ ¹	98	N _{U6}	859	78,16
				N _{Uafectaji}	1099	
		IP ₅ ²	98	N _{U24}	0	0,00
				N _{Uafectaji}	9	
7.	IP ₆	IP ₆ ¹	98	N _{U5}	48	10,50
				N _{Uafectaji}	457	
		IP ₆ ²	98	N _{Ureluare}	357	78,12
				N _{Uafectaji}	457	
8.	IP ₇	IP ₇ ¹	80	N _{SSR30}	165	76,39
				N _{TSSR}	216	
				N _{SSRclamate}	0	
9.	IP ₈	IP ₈ ¹	98	N _{Atimp60}	15	100,00
				N _{Atotal}	15	
		IP ₈ ²	98	N _{ASC6}	6	100,00
				N _{ASCtotal}	6	
10.	IP ₉	IP ₉ ¹	90	N _{comp30}	0	-
				N _{TCcomp}	0	

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

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

Indicatorul general de performanță IP1 este compus din cinci indicatori specifici de performanță (IP_1^1 , IP_1^2 , IP_1^3 , IP_1^4 , IP_1^5), care se referă la:

- IP_1^1 - 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;
- IP_1^2 - obligația OTS de a verifica parametrilor tehnologici conveniți, în termen de maximum 24 de ore de la data înregistrării sesizării/reclamației;
- IP_1^3 - 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;
- IP_1^4 - 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;
- IP_1^5 - obligația OTS de a se deplasa la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/ mijlocului de măsurare a gazelor naturale, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației.

OTS a înregistrat o singură reclamație cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, încadrată la IP_1^4 , la care s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator. La data primirii reclamației echipa s-a deplasat la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/mijlocului de măsurare a gazelor naturale, așa cum prevede 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. Ca urmare, acești indicatori specifici de performanță, au fost îndepliniți 100%.

Pentru indicatorii specifici de performanță IP_1^1 , IP_1^2 , IP_1^3 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 01.10.2016 - 30.09.2017, s-au înregistrat 38 de cereri de acces la SNT la care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, așa cum e prevăzut la indicatorul IP₂¹. Ca urmare acest indicator a fost îndeplinit 100%. Nu s-au înregistrat sesizări/reclamații scrise ale solicitanților sau utilizatorilor cu privire la accesul la SNT. Astfel, durata medie de procesare a celor 38 de cereri de acces la ST este de 14,21 zile.

4. IP3 – Racordarea la 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 termen de maximum 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/reamplasării 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 01.10.2016-30.09.2017 s-au înregistrat 12 cereri de racordare la SNT. Pentru toate cele 12 cereri de racordare acest termen a fost respectat, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP₃¹ în procent de 100%.

Nu s-au înregistrat sesizări sau reclamații pentru cele 12 cererile de racordare, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP₃² cu 100%. Astfel, durata medie de procesare a celor 12 cereri de racordare la SNT este de 40,92 zile.

Conform indicatorului specific de performanță 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/reamplasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune

instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. La nivelul Transgaz s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, toate realizate la termen, însă punerea în funcțiune și exploatarea acestora a depășit termenul contractual ca urmare a nefinalizării rețelei de distribuție și a întârzierii în obținerea licenței și a autorizației de funcționare emise de ANRE. Astfel, acest indicator nu a fost îndeplinit. Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare este de 134 de zile. Nu au existat sesizări sau reclamații privind punerea în funcțiune a instalațiilor de racordare, astfel că indicatorul IP₃⁴ a fost îndeplinit 100%.

5. IP4 – Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST. La indicatorul general de performanță IP4 „Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST” a existat o singură sesizare la care s-a răspuns în termenul legal de 15 zile lucrătoare. Astfel, indicatorul specific de performanță IP₄¹ a fost îndeplinit 100 %.

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

În anul gazier 01.10.2016-30.09.2017 au existat 1099 utilizatori afectați de limitarea și/sau întreruperea neplanificată a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale din care au fost notificați în mai puțin de 6 ore 859 de utilizatori, ceea ce a determinat valoarea indicatorului specific de performanță IP₅¹ de 78,16 %.

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

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

În cazul întreruperilor și/sau limitărilor planificate a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale au existat 457 utilizatori afectați, din care au fost notificați în scris conform standardului cu 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii doar 48 de utilizatori, ceea ce determină o valoare a indicatorului specific de performanță IP₆¹ de 10,50 %.

Din cei 457 utilizatori afectați, pentru 357 de utilizatori s-a reluat prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale la termenul precizat în notificare, ceea ce a condus la valoarea indicatorului specific de performanță IP₆² de 78,12 %.

8. IP7 – Indicator general de performanță pentru Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță.

Indicatorul general de performanță IP7 are un indicator specific de performanță 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 IP_7^1 s-a înregistrat un număr de 216 solicitări/sesizări/reclamații din care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile doar la 165.

Pentru cele 51 de solicitări/sesizări/reclamații la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, informațiile/datele explicative au fost furnizate cu întârziere de către Exploatarea Teritoriale din țară. Astfel, nu s-a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_7^1 care a înregistrat valoarea de 76,39 %.

Durata medie de procesare a celor 216 de solicitări/sesizări/reclamații este de 27,56 de zile.

9. IP_8 – Indicator general de performanță pentru Tel Verde.

Indicatorul general de performanță IP_8 este compus din doi indicatori specifici de performanță

(IP_8^1 , IP_8^2), care se referă la:

- IP_8^1 - obligația OTS de a păstra pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici informațiile referitoare la numărul de apeluri de urgență cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde în raport cu numărul total de apeluri de urgență primite;
- IP_8^2 - obligația OTS de a asigura deplasarea echipei de intervenție la locul semnalat, în cel mai scurt timp posibil de la momentul primirii apelului, dar nu mai mult de 6 ore de la momentul primirii apelului, în vederea remedierii defecțiunii;

În ceea ce privește IP_8^1 s-a înregistrat un număr total de 15 apeluri de urgență toate având timpul de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde. Astfel, indicatorul specific de performanță IP_8^1 a fost îndeplinit 100%.

Au fost înregistrate 6 apeluri de urgență referitoare la scăpări de gaze, pentru care echipa de intervenție s-a deplasat la locul semnalat într-un interval de timp mai mic de 6 ore de la momentul primirii apelului, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului IP_8^2 în procent de 100 %.

10. IP_9 – Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale.

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se efectuează de către OTS la cererea îndreptățită a solicitantului sau a utilizatorului SNT, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii.

Pentru neîndeplinirea obligațiilor ce îi revin, standardul stabilește compensații pe care OTS este obligat să le achite solicitantului la cererea îndreptățită a acestuia.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, Transgaz nu a înregistrat nicio cerere privind plata compensațiilor. Astfel, pentru fiecare indicator specific de performanță cuantumul total al compensațiilor achitate a fost zero.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, s-au realizat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens s-a întocmit un raport pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților S.N.T.G.N. Transgaz S.A. pentru anul gazier 01.10.2016 - 30.09.2017 pe baza chestionarelor completate de aceștia.

Pe baza chestionarelor primite de la cei 22 de respondenți s-a înregistrat un nivel general al satisfacției de 7,56 în anul 2016 față de 7,76 în anul 2015, ceea ce indică faptul că serviciile oferite de OTS s-au îmbunătățit. OTS a întocmit un plan de măsuri corective, care include:

- crearea unei zone comune pentru postarea reclamațiilor clienților și a modului de rezolvare a celor sesizate;
- crearea unei baze de date pentru monitorizarea reclamațiilor;
- revizuirea procedurii operaționale PP-15 Evaluarea satisfacției clienților;
- prezentarea rezultatului evaluării gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în analiza Auditului de diagnostic al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Protecție și Securitate (SMI CMSSO).

3.1.4. 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; acesta a intrat în vigoare la data de 1 octombrie 2016, la începutul anului gazier 2016 – 2017, astfel încât prima raportare a indicatorilor prevăzuți în acest standard a fost realizată de operatorii de distribuție (OSD) până la data de 1 decembrie 2017.

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;
- 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 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 456.691 sesizări/reclamații/solicitări primite. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 26 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₀¹ și 11 au transmis pe loc numărul de înregistrare aferent sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor primite, înregistrând astfel valoarea zero pentru indicatorul specific de performanță IP₀¹.

2. IP1 – Indicator general de performanță pentru contractarea serviciului de distribuție și respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale.

Acest indicator se referă la următoarele:

- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- asigurarea presiunii gazelor naturale;
- asigurarea calității gazelor naturale;
- măsurarea gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 951 solicitări primite în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 31 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁¹, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁¹ și 5 nu au primit solicitări în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- s-a înregistrat un număr de 886 sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 13 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁² și 24 nu au primit sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale;
- s-a înregistrat un număr de 60 de reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 6 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₁³ și 31 nu au primit reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale;
- s-a înregistrat un număr de 1.301 de sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 15 au îndeplinit condiția

pentru performanța indicatorului IP₁⁴ și 22 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale.

3. IP2 – Indicator general de performanță pentru accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP2 „Accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din doi indicatori specifici de performanță.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 376.005 de cereri de acces la SD; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 36 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₂¹ și 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₂¹, explicația fiind transmiterea cu întârziere a datelor de către solicitanți;
- s-a înregistrat un număr de 468 de sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₂², 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₂² și 24 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD.

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

Indicatorul general de performanță IP3 „Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din cinci indicatori specifici de performanță.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 51.118 cereri de racordare la SD; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 36 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹ și 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹, explicația fiind alegerea de către solicitanți a altor operatori economici, autorizați ANRE, pentru proiectarea și execuția bransamentelor;
- s-a înregistrat un număr de 437 de sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃² și 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD;
- s-a înregistrat un număr de 29.908 de documentații DTAC; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 25 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃³, 10 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃³ și 24 nu au depus documentații DTAC;
- s-a înregistrat un număr de 34.688 de instalații de racordare puse în funcțiune; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 35 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului

specific de performanță IP₃⁴, și 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃⁴;

- s-a înregistrat un număr de 1.945 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 9 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃⁵, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃⁵ și 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare.

Explicațiile oferite de operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale pentru neîndeplinirea condițiilor pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃³ și IP₃⁴, 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 bransamente prin SEAP;
- d) creșterea volumului de cereri de acces și de racordare generată în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali.

5. IP4 – Indicator general de performanță pentru refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale.

Acest indicator se referă la obligația OSD de a readuce la starea inițială terenurile și/sau bunurile afectate, în situația în care în exercitarea dreptului de uz și de servitute pentru executarea lucrărilor necesare în vederea dezvoltării, reabilitării, modernizării, exploatării și întreținerii sistemelor de distribuție a gazelor naturale sau a unei părți componente a acestora, sunt afectate terenuri și/sau bunuri proprietate publică sau proprietate privată a persoanelor fizice sau juridice.

Indicatorul general de performanță are un indicator specific de performanță IP₄¹, aferent obligației OSD de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 299 de sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₄¹ iar 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD.

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 OSD 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 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 96.779 de utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 20 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₅¹ iar 17 nu au avut utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate.

7. IP6 – Indicator general de performanță pentru notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

OSD are dreptul să limiteze și/sau să întrerupă prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale pentru timpul necesar executării lucrărilor de dezvoltare, reabilitare, reparație, modernizare, exploatare.

Indicatorul general de performanță IP6 are un indicator specific de performanță IP₆¹ aferent obligației OSD 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 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 1.160.165 de utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 17 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₆¹ iar 20 nu au avut utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate.

8. IP7 – Indicator general de performanță pentru soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor 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 OSD de a răspunde oricărei sesizări/reclamații/solicitări cu privire la prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard.

În categoria sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor precizate mai sus sunt incluse și cazurile, în care în cuprinsul aceleiași sesizări/reclamații/solicitări se face referire la două sau mai multe situații tratate distinct în cadrul Standardului precizat mai sus.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 23.214 de sesizări/reclamații/solicitări primite, altele decât cele tratate distinct în Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 19 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP7¹, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP7¹ și 17 nu au primit sesizări/reclamații/solicitări, altele decât cele tratate distinct în Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015.

9. IP8 – Indicator general de performanță pentru serviciu telefonic de urgență, netaxabil, accesibil 24 de ore din 24 și cu înregistrare vocală, denumit *Tel Verde*, pentru preluarea sesizărilor și a reclamațiilor referitoare la apariția unor defecțiuni sau la acțiunile unor terți de natură a pune în pericol integritatea și funcționarea în condiții de siguranță a SD.

Indicatorul general de performanță IP8 are un indicator specific de performanță IP8¹, aferent obligației OSD de a păstra, pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici, numărul apelurilor cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a primit un număr de 230.419 de apeluri de urgență la Tel Verde. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 26 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP8¹, 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP8¹ iar 9 nu au folosit serviciul Tel Verde.

10. IP9 – Indicator general de performanță pentru realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de

performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, se efectuează de către OSD la cererea scrisă a solicitantului sau a utilizatorului SD, care poate fi depusă în termen de maximum 60 de zile de la data la care obligațiile OSD devin scadente.

Indicatorul general de performanță IP9 are un indicator specific de performanță IP₉¹ aferent obligației OSD 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 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 7 cereri privind plata compensațiilor. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 2 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹ iar 35 nu au primit cereri privind plata compensațiilor.

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 01.10.2016 – 30.09.2017 au fost înregistrate 7 cereri privind plata compensațiilor iar cuantumul total al compensațiilor plătite a fost de 10.035 lei.

Astfel, S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. a înregistrat un număr de 2 cereri privind plata compensațiilor pentru care cuantumul total al compensațiilor achitate a fost de 5.000 lei, iar S.C. Delgaz Grid S.A. a înregistrat un număr de 5 cereri privind plata compensațiilor pentru care cuantumul total al compensațiilor achitate a fost de 5.035 lei.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, s-au desfășurat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor 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.

III.3.2 Realizarea programelor de investiții în sistemele de gaze naturale

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede obligația operatorului de transport și de sistem, a distribuitorilor de gaze naturale, a operatorilor de înmagazinare, precum și a operatorilor terminalelor de gaze naturale lichefiate (GNL) de a elabora și transmite ANRE planurile de investiții prin care dezvoltă sistemul de transport, distribuție și înmagazinare, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului.

Conform metodologiilor de stabilire a tarifelor în domeniul gazelor naturale, costurile aferente activităților reglementate, inclusiv cele de capital se recuperează prin tarifele reglementate, numai în măsura în care acestea au fost efectuate într-o manieră prudentă, respectiv se demonstrează că sunt necesare, oportune, eficiente și reflectă condițiile de preț ale pieței.

3.2.1. Monitorizarea realizării planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale

În conformitate cu prevederile art. 125 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a sistemului de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale. Planurile se aprobă de ANRE.

Planul de dezvoltare propus de operatorul de transport și de sistem (OTS) SNTGN "Transgaz" SA trebuie să răspundă cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței unice de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.

Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (PDSNT) pentru perioada 2017-2026, a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 910/22.06.2017.

Acesta cuprinde proiectele importante pentru dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și pentru asigurarea accesului participanților la piață.

Având în vedere ultimele evoluții ale traseelor de transport al gazelor naturale la nivel european, s-au evidențiat două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale, cele provenite din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră. Astfel, proiectele strategice propuse de OTS pentru dezvoltarea SNT, în perioada 2017-2026, au avut în vedere:

- asigurarea unui grad adecvat de interconectare cu sistemele țărilor vecine;
- crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din cele două noi surse de aprovizionare;
- crearea infrastructurii și a capacității necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune;
- extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare;

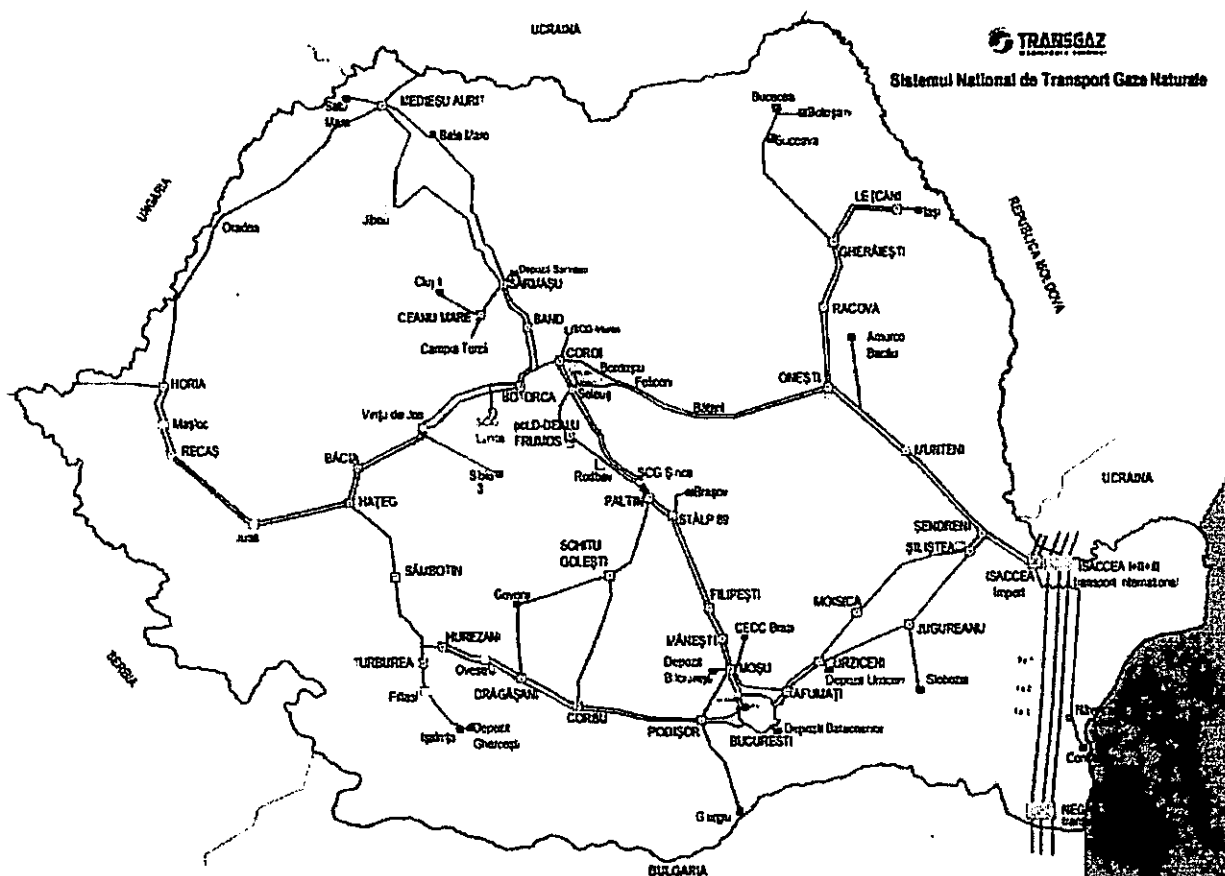
- crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

Proiectele majore de investiții propuse de OTS în PDSNT 2017-2026 se prezintă în tabelul următor:

Denumire obiectiv	Dn (mm)	L (km) 2017- 2026	Valoare estimată 2017-2026 (MIL. Euro)	Realizări 2013-2017 (MIL. Euro)	2018 (mil. EUR)	2019	2020	2021	2022	2023	2024- 2026	statut proiect
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria	800	529	547,4 din care ETAPA I 478,6 ETAPA II 68,80	8,52	165,3	260,12	44,65					FID
				0,1	0	0	0,1	27,52	41,28			A non FID
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Național de Transport pentru prelucrare gazele naturale de la (termul Mării Negre	1000/ 1200	307	278,3	0,94	0,06	108,7	188,7					A non FID
7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	800	77,5	65	0,26	3,4	96,9						FID
7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord - Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	700	165	131,7	1,59	22,7	128,4						A non FID
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria - România - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	800	645	530	0	0	0	110	135	135	150		LA non FID
7.6 Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul prelucrării gazelor din Marea Neagră	500	25	9	0,12	3,5	5,52						A non FID
7.7 Interconectarea România - Serbia	500	74	40	0,01	10	20,7	20,69					A non FID
7.8 Modernizare SMG Isaccea I și SMG Negru Vodă I	0	0	13,9	0,01	0,1	13,8						FID
TOTAL proiecte majore		1.822,50	1.615,30	11,55	196,06	634,14	364,04	162,52	176,28	150	0	

Prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicații și management al rețelei, OTS urmărește maximizarea eficienței energetice a serviciului de transport, prin crearea unui sistem fiabil și flexibil. În acest scop, conform explicațiilor OTS, în PDSNT pentru perioada 2017-2026 au fost programate proiecte majore, de interes comun, rezultate ca fiind necesare în urma analizelor privind prognozele de consum și de producție în scenariul de referință al Uniunii Europene, ediția 2016, referitor la evoluția până în anul 2050, respectiv World Energy Outlook 2016, document al Agenției Internaționale a Energiei.

Amplasarea geografică a SNT este prezentată în figura următoare:



I. Proiectul BRUA - Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului național de transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria - Austria.

Descrierea proiectului:

Proiectul vizează interconectarea SNT cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei și constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și stația de măsurare gaze (SMG) Horia. Implementarea acestuia se realizează în două etape, după cum urmează:

Etapa I „Dezvoltarea pe teritoriul României a unor capacități de transport gaze naturale pe Coridorul Podișor - Recas”, în valoare prognozată de 478,6 milioane EUR, constând în următoarele obiective de investiții:

- conductă de transport gaze naturale Podișor-Recas 32" x 63 bar, în lungime de 479 km;

- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

Etapa II „Extinderea pe teritoriul României a unor capacități de transport gaze naturale de la Recaș la Horia”, în valoare prognozată de 68,8 milioane EUR, constând în următoarele obiective de investiții:

- conductă de transport gaze naturale Recaș-Horia 32" x 63 bar, în lungime de 50 km;
- amplificarea celor trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație;
- amplificarea stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

Având în vedere statutul de proiect de interes comun încă din prima listă PCI, OTS a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility (CEF) pentru proiectarea celor trei stații de comprimare.

Stadiul actual al proiectului:

- În luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente etapei I a Proiectului BRUA.
- În data de 12.10.2015 cererea de finanțare a fost depusă pe portalul Innovation and Networks Executive Agency (INEA).
- În data de 19.01.2016 Comitetul CEF a validat lista proiectelor propuse a primi asistență financiară (grant) prin mecanismul CEF.
- În data de 9 septembrie 2016 a fost semnat contractul de finanțare prin Mecanismul Connecting Europe Facility și a primit o finanțare nerambursabilă în valoare de 179,3 milioane EUR pentru etapa I a proiectului BRUA, reprezentând 40 % din cheltuielile eligibile. Pentru proiectarea celor trei stații de comprimare s-a semnat cu Innovation and Networks Executive Agency (INEA), un Contract de finanțare, pentru un grant în valoare de 1,5 milioane EUR, reprezentând 50 % din valoarea totală estimată a costurilor de proiectare a stațiilor de comprimare.
- În luna mai 2016 a fost semnat contractul aferent serviciilor de proiectare pentru cele 3 stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) cu firma poloneză Gornicze Biuro Projectow PANGAZ sp. z.o.o.
- A fost finalizată Procedura de evaluare a impactului de mediu pentru proiectul BRUA și în luna decembrie 2016 Agenția Națională de Protecția Mediului a emis Acordul de Mediu.
- În luna decembrie 2016, OTS a lansat pe SEAP licitațiile publice pentru achiziționarea de materiale și echipamente aferente etapei I a Proiectului BRUA.
- În 27 octombrie 2017 s-a încheiat contractul de împrumut cu Banca Europeană de Investiții pentru suma de 50 milioane EUR, iar în 23 februarie 2018 s-a semnat un contract de împrumut cu BERD a echivalentului sumei de 60 milioane EUR, pentru etapa I a proiectului BRUA.

- În cursul anului 2017 și 2018 au continuat activitățile în vederea pregătirii pentru începerea lucrărilor de execuție aferente implementării Proiectului BRUA – etapa I.
- În luna februarie 2017 Ministerul Energiei a emis Autorizația de Construire Nr. 1/24.02.2017 prin care se autorizează executarea lucrărilor de construire pentru „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (inclusiv alimentarea cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică) Etapa I: Conducta de transport gaze naturale Podișor – Recaş în lungime de 479 km, Stații de comprimare gaze Podișor, Bibești, Jupa, Organizări de șantier și depozite de material tubular.
- În data de 21 martie 2018, Ministerul Energiei, care îndeplinește funcția de Autoritate națională competentă responsabilă cu facilitarea și coordonarea procedurii de autorizare a proiectelor de interes comun (A.C.P.I.C), a emis Decizia exhaustivă pentru Etapa I a proiectului BRUA, care încheie procesul de emitere a deciziilor individuale a autorităților implicate.
- Pentru etapa a II-a au fost finalizate studiile de preferezabilitate, fezabilitate și proiectele tehnice, respectiv documentațiile pentru obținerea autorizațiilor de construire. Decizia finală privind începerea execuției lucrărilor de investiție se va lua în decembrie 2018, în funcție de rezervarea de capacitate pentru punctele de Interconectare România-Ungaria, respectiv Ungaria –Austria și de capacitățile disponibile de gaze naturale în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine (FGSZ a estimat termenul de finalizare a proiectului pe teritoriul Ungariei, octombrie 2022).
- Termenul estimat de finalizare pentru Etapa I este anul 2019, iar pentru Etapa 2 termenul a fost devansat pentru 2021-2022 față de anul 2020, prevăzut în PDSNT 2017-2026, aprobat de ANRE. Finalizarea Etapei II va depinde de finalizarea cu succes a procedurii Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate pentru punctul de interconectare Csanadpalota dintre România –Ungaria.

2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - PCI Marea Neagră-Podișor

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre (din zona localității Tuzla, jud. Constanța) până la nodul tehnologic Podișor, jud. Giurgiu (în lungime de 307 km, având diametrul Dn 1200 mm respectiv Dn 1000 mm), care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria, astfel asigurându-se posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Valoarea estimată este de 278,3 milioane EUR iar termenul estimat de finalizare este anul 2020, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte.

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016, în cadrul acestuia a fost selectat traseul conductei și au fost realizate studiile topografice, geotehnice și hidrologice;
- Procedura de evaluare a impactului de mediu a fost demarată conform Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private. În acest sens au fost depuse notificări privind intenția de realizare a Proiectului la cele trei Agenții Județene de Protecția Mediului (Constanța, Călărași și Giurgiu), a fost elaborat memoriul de prezentare și s-a emis decizia de etapei de încadrare a proiectului, conform prevederilor legale;
- S-a finalizat procedura de achiziție a serviciilor pentru evaluarea impactului asupra mediului și obținerea Acordului de mediu și s-a semnat contractul de servicii cu consultantul selectat, care a depus la Agenția Națională pentru Protecția Mediului, Studiul de evaluare adecvată a proiectului și Raportul de impact asupra mediului în vederea obținerii acordului de mediu;
- În vederea analizării calității raportului privind impactul asupra mediului, au fost desfășurate în perioada 27.12.2017-28.12.2017 dezbateri publice cu privire la mediu;
- În perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat consultările publice în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frâsinet, Izvoarele, Băneasa și Stoenеști. În urma consultărilor publice s-a întocmit Raportul sintetic final privind rezultatele activităților legate de participare publicului, care s-a publicat pe site-ul companiei;
- S-a elaborat Conceptul privind participarea publicului pentru proiectul de interes comun „Conductă Țărmul Mării Negre-Podișor, pentru preluarea gazului din Marea Neagră”, care a fost depus la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) în data de 24.05.2017;
- Au fost obținute Certificatele de Urbanism aferente județelor Constanța, Giurgiu și Călărași; se află în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului;
- În data 19.10.2017 s-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul de măsură PM Tuzla, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr. 13/22.06.2017 pentru SNTGN Transgaz SA, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală;
- Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017.
- În prezent se desfășoară analiza cererii aferente etapei neangajante a procesului. Proiectul tehnic este în curs de elaborare de către Departamentul Proiectare Cercetare.

3. Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea.

Descrierea proiectului:

Proiectul prevede crearea unui culoar de transport între sistemele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează o nouă interconectare între Grecia și Bulgaria. Începând cu anul gazier 2016-2017, capacitatea de transport gaze naturale aferentă conductei de transport

internațional Tranzit 1 (T1), se comercializează pe bază de licitații conform codului european privind mecanismele de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016. Proiectul va putea asigura fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1 (zona stației de măsurare SM Negru Vodă prin conductele de tranzit internațional către stația de măsurare SM Isaccea), conform cerințelor Regulamentului (UE) nr. 994/2010.

Valoarea estimată a proiectului din PDSNT 2017-2026 este de 65 milioane EUR și cuprinde următoarele obiective de investiții:

- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea;
- stație nouă de comprimare Onești;
- lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare SM Isaccea 1;
- reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești – Onești (66,2 km) și Siliștea - Șendreni (11,3 km);

Termenul propus în PDSNT 2017-2026 pentru finalizare este anul 2019. Pentru finanțare OTS intenționează accesarea unor fonduri europene nerambursabile.

Stadiul actual al proiectului:

- Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate privind interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 în zona stației de măsurare Isaccea (Isaccea - Siliștea-Onești) și reverse flow. S-a finalizat documentația de avizare a lucrărilor de intervenție privind reabilitarea tronsonului de conductă Onești-Cosmești.
- În urma finalizării studiului de fezabilitate proiectul a fost reconsiderat și împărțit în două faze în funcție de categoriile de infrastructură energetică prevăzute în Regulamentul UE 347/2013, după cum urmează:

Faza I (cu termen 2018):

- lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare SM Isaccea;
- Reabilitarea/reparația conductei Onești - Cosmești în lungime de 66,2 km și diametru Dn 800 mm;

Faza II (cu termen 2019):

- modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Siliștea;
- modernizarea Stației de comprimare Onești;
- modificări în interiorul NT Siliștea și NT Onești;
- lucrări în nodul tehnologic NT Șendreni.
- S-a avizat Proiectul Tehnic pentru Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional T1 la Isaccea. Este în curs elaborarea Proiectului Tehnic privind reabilitarea tronsonului de conductă Onești - Cosmești precum și Caietul de Sarcini pentru proiectarea și execuția lucrărilor de modernizare a Stațiilor de Comprimare de la Onești și Siliștea;

- S-au obținut toate certificatele de urbanism aferente fiecărei faze; este în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului;
- S-au elaborat și depus Notificările de mediu la Agenția pentru Protecția Mediului (APM) Bacău, APM Tulcea, APM Galați, APM Vrancea și APM Brăila și au fost obținute toate deciziile pentru etapa de evaluare inițială de la toate APM-urile menționate. Sunt în derulare procedurile de mediu: elaborarea memoriilor de prezentare și depunerea lor la APM, participarea la ședințele Comisiei de Analiză Tehnică (CAT), mediatizare, etc. Se desfășoară activitatea de elaborare și depunere a documentațiilor pentru obținerea avizelor solicitate prin certificatele de urbanism;
- În data de 17.01.2018, s-a primit aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii, depusă la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC), în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013;
- În prezent se elaborează conceptul privind participarea publicului și se determină locațiile în care urmează să se desfășoare consultările publice.

4. Dezvoltarea SNT în zona de nord-est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale și a asigurării capacităților de transport înspre/dinspre Republica Moldova

Descrierea proiectului:

Proiectul are scopul de a asigura presiunea necesară și capacitatea de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre SNT și sistemul de transport al Republicii Moldova. Termenul estimat de finalizare a proiectului este anul 2019.

Proiectul constă în realizarea următoarelor obiective de investiții, cu o valoare estimată de 131,7 milioane Euro:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale, având diametrul Dn de 700 mm și presiunea de Pn 55 bar, pe direcția Onești – Gherăești, în lungime de 104 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente de diametru Dn 500 mm Onești – Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale având diametrul Dn de 700 mm și presiunea de Pn 55 bar, pe direcția Gherăești – Lețcani, în lungime de 61 km. Această conductă va înlocui conducta existentă Dn 400 Gherăești - Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani;
- construirea unei stații noi de comprimare gaze la Onești, având o putere instalată de 6 MW, 2 compresoare de câte 3 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei stații noi de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 4 MW, 2 compresoare de câte 2 MW, unul activ și unul de rezervă.

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016, iar studiul de fezabilitate, finalizat în cursul lunii ianuarie 2018, conține toate actualizările, ca urmare a clarificărilor privind detaliile aferente eligibilității costurilor precizate în Ghidul Solicitantului și a recomandărilor Joint Assistance to Support

Projects in European Regions (JASPERS). Studiul de fezabilitate conține studiile topografice, geotehnice și hidrologice, identificarea proprietarilor de-a lungul traseului conductei.

- Pentru obținerea certificatelor de urbanism în scopul autorizării executării lucrărilor de construcții au fost solicitate majoritatea avizelor;
- Au fost emise de către Agenția Națională pentru Protecția Mediului Acordul de Mediu nr. SB 3/06.07.2017 și Decizia de Încadrare nr. 2/09.01.2018 (cu revizuirea acordului de mediu);
- A fost finalizat, în cursul lunii ianuarie 2018, Proiectul Tehnic pentru conducta de transport gaze naturale, Proiectele Tehnice pentru cele două stații de comprimare cât și Proiectul Tehnic pentru Instalații electrice, protecție catodică, automatizări și securizare conductă. Caietele de sarcini pentru achiziția de materiale sunt finalizate și validate de către ANAP;
- S-a obținut Autorizația de construire nr. 2/15.09.2017, conform prevederilor Legii 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor natural;
- Prin H.G. nr. 562/2017 "Dezvoltarea capacității sistemului național de transport în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România - R. Moldova", obiectivul a fost declarat proiect de importanță națională, beneficiind astfel de prevederile Legii 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale.
- Execuția lucrărilor va avea loc în perioada 2018-2019, conform calendarului din PDSNT 2017-2026.

5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – România – Ungaria - Austria (BRUA faza 3).

Descrierea proiectului:

Proiectul urmărește dezvoltarea capacității de transport al gazelor naturale pe culoarul Onești - Coroi - Hațeg - Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre on-shore și este compus din două subproiecte:

- Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România - Ungaria, care constă în realizarea următoarelor obiective de investiții:
 - conductă nouă pe traseul Băcia – Hațeg – Horia - Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
 - două stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.
- Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia, care constă în realizarea următoarelor obiective de investiții:
 - înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
 - două stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.

Termenul de finalizare pentru întreg coridorul este anul 2023, iar valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 530 milioane Euro.

Stadiul actual al proiectului:

Până în prezent a fost finalizat studiul de prefezabilitate. OTS va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesionarilor de acord petrolier din perimetrele de explorare din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate, perioada aproximativă privind disponibilitatea gazelor la țărmul Marii Negre etc.).

6. Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre (Vadu –T1, proiect nou)

Descrierea proiectului:

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, OTS intenționează extinderea SNT cu scopul preluării gazelor naturale provenite din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre. Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km și diametru Dn 500 mm, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1. Termenul estimat de finalizare este anul 2019 - 2020, depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte. Valoarea estimată a proiectului este de 9 milioane EUR.

Stadiul actual al proiectului:

- A fost finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic;
- S-au obținut certificatele de urbanism, s-a finalizat procedura de mediu și s-a obținut Acordul de Mediu în data de 21.11.2017;
- S-a obținut Autorizația de Construire în 20.12.2017;
- Proiectul a fost declarat Proiect de Importanță Națională prin H.G. nr. 563 din 4 august 2017;
- S-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul de măsurare PM Vadu, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr.13/22.06.2017, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală în data 21.07.2017;
- Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017;
- În prezent se află în desfășurare etapa de contractare a execuției lucrărilor.

7. Interconectarea România – Serbia, interconectarea SNT cu sistemul din Serbia.

Descrierea proiectului:

Proiectul are scopul de a facilita exportul de gaze naturale spre Serbia cu preluare din viitoarea conductă BRUA (faza I). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin din județul Arad. Proiectul constă în:

- realizarea unei noi conducte de interconectare cu diametrul 500 mm pe direcția Arad - Mokrin în lungime de 80 km din care 74 km pe teritoriul României și 6 km pe teritoriul Serbiei;
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale pe teritoriul României sau al Serbiei.

Termenul estimat de finalizare este anul 2026.

Exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA. Gazele naturale vor putea fi preluate din Serbia spre România, pentru consum în zona Timișoara - Arad prin conducta DN 600 Horia - Mașloc - Recaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Stadiul actual al proiectului

- În luna februarie 2018, a fost finalizat Studiul de Prefezabilitate iar în cursul acestui an va fi finalizat Studiul de Fezabilitate;
- Conform PDSNT 2018-2027 au fost modificate lungimile tronsoanelor de conductă la 97 km, 85 km - România, 12 km - Serbia, Dn 600 mm, SRM în România;
- Valoarea estimată a proiectului este de 50,7 mil EUR iar termenul de finalizare 2020.

8. Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă

Descrierea proiectului:

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate Acorduri de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1, prin acordul de interconectare nr. 294/2016 încheiat între SNTGN Transgaz SA și PJSC Ukrtransgaz și Punctul de Interconectare Negru Vodă 1, prin acordul de interconectare nr. 240/2016 încheiat între SNTGN Transgaz SA și Bulgartransgaz. Proiectul constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele stațiilor de măsurare existente SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1, cu o valoare estimată de 13,9 milioane EURO. Stațiile modernizate vor fi dotate cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare cu contoare cu ultrasunete dual.

Stadiul actual al proiectului:

- A fost demarată elaborarea studiilor de fezabilitate pentru cele două stații de măsurare.

9. Proiectul Interconectare România-Bulgaria (TRA-F-029)

Descrierea proiectului:

Proiectul de interconectare a SNT din România cu Bulgaria și pe direcția Ruse - Giurgiu a fost realizat în temeiul Memorandumului de Înțelegere semnat între SNTGN Transgaz SA și Bulgartransgaz la data de 01.06.2009, interconectarea fiind finalizată în anul 2017.

Au fost realizate următoarele obiective de investiții:

- Conductă terestră (Dn 500 mm, Pn 40 bar, L= 5,1 km) pe teritoriul românesc între Stația de măsurare gaze naturale (SMG) Giurgiu și punctul de subtraversare a Dunării de pe malul românesc, realizată de Transgaz;

- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L = 15,4 km) pe teritoriul bulgar, între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Ruse și punctul de subtraversare a Dunării aferent malului bulgar, realizată de Bulgartransgaz;
- Subtraversarea Dunării cu două conducte (DN 500 mm, PN 50 bar), fiecare având o lungime de 2,1 km, reprezentând Conducta Principală și Conducta de Rezervă – sarcina implementării este comună Transgaz și Bulgartransgaz.

Caracteristicile tehnice ale interconectării: capacitate maximă de transport – 1,5 mld. mc/an, capacitate minimă de transport – 0,5 mld. mc/an, presiune nominală – 50 bar, presiune de operare – 21-40 bar, diametrul conductei de interconectare – DN 500 mm.

Interconectarea a fost finalizată din punct de vedere tehnic și a devenit operațională la 1 ianuarie 2017 după derularea licitațiilor de alocare de capacitate, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 2013/984 de stabilire a unui Cod al Rețelei privind Mecanismele de Alocare a Capacității.

În acest sens, părțile au semnat un Acord de Interconectare în conformitate Regulamentul (UE) nr. 2015/703 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date, care prevede atât aspecte privind operarea punctului de interconectare Ruse-Giurgiu cât și aspecte privind procedura de alocare a capacității aferente.

3.2.2. Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem

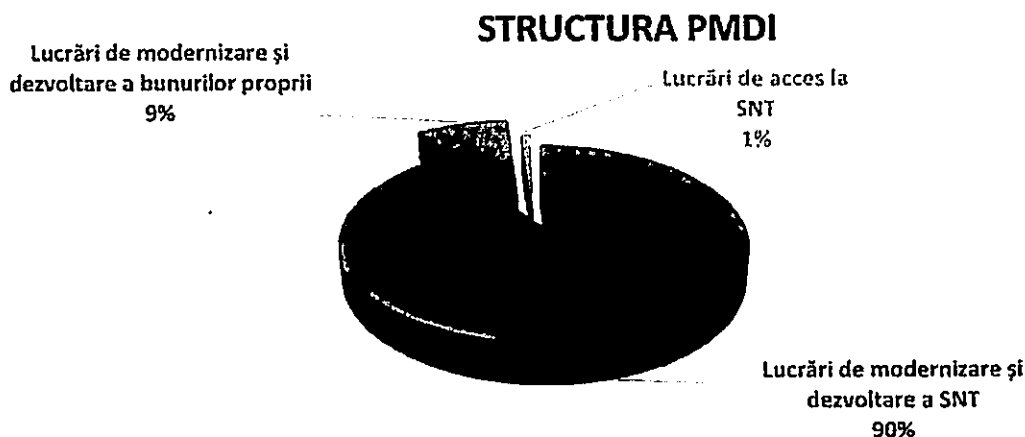
Nivelul investițiilor în SNT pentru anul 2018, a fost transmis conform obligațiilor sale legale de S.N.T.G.N. Transgaz S.A, în calitatea sa de operator de transport și de sistem, în cadrul Programului de Modernizare și Dezvoltare Investiții (PMDI).

Programul de investiții pentru anul 2018, a fost elaborat având în vedere obligațiile operatorului de transport și de sistem, prevăzute la art. 125 și 130 ale Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Valoarea estimată a investițiilor programate a fi realizate în anul 2018 este de 687 milioane lei, în creștere cu 36 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 505 milioane lei. Din această valoare, 617 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările de modernizare și dezvoltare ale SNT, în creștere cu 155 milioane lei.

În funcție de tipul lucrărilor prognozate a fi efectuate în 2018, valoarea acestora este alocată astfel:

- 137 mil. lei – valoarea lucrărilor noi;
- 491 mil. lei – valoarea lucrărilor în continuare;
- 52,6 mil. lei – valoarea utilajelor, echipamentelor și dotărilor;
- 6 mil. lei – valoare lucrărilor de acces la SNT;
- 0,5 mil. lei – valoarea destinată pentru achiziții terenuri.



3.2.3. Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de înmagazinare a gazelor naturale

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 de operatorul sistemului de înmagazinare S.N.G.N. Romgaz S.A., variază între 65 și 261 milioane lei/an, detaliate după cum urmează:

- Depozitul Urziceni cu investiții anuale cuprinse între 3 și 8 milioane lei;
- Depozitul Bilciurești cu investiții anuale cuprinse între 25 și 67 milioane lei;
- Depozitul Bălăceanca cu investiții anuale cuprinse între 4 și 14,5 milioane lei;
- Depozitul Sărmășel cu investiții anuale cuprinse între 14 și 136 milioane lei;
- Depozitul Ghercești cu investiții anuale cuprinse între 5 și 43 milioane lei;
- Depozitul Moldova (depozit nou înființat) cu investiții anuale cuprinse între 0,5 și 45 milioane lei.

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 de operatorul sistemului de înmagazinare S.C. Depomureș S.A., variază între 21 și 96 milioane lei/an, aceste sume urmând a fi alocate pentru construcții, echipamente tehnologice, echipamente de măsurare, autovehicule de teren și alte imobilizări corporale și necorporale.

3.2.4. Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale

În conformitate cu obligațiile prevăzute la art. 138 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale (OSD) au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea totală estimată pentru perioada 2018 - 2022, conform planurilor de investiții transmise de OSD, este de cca. 343 milioane lei anual.

Din analiza acestor planuri, în anul 2018 este prevăzut a fi realizate conducte noi de distribuție a gazelor naturale, precum și a fi înlocuite conducte și racorduri, atât din oțel cât și din polietilenă, în lungime totală reprezentând 2,3% din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2017. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2017.

Cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid au programat pentru anul 2018 investiții în valoare totală de 160 milioane lei, respectiv de 124,4 milioane lei, reprezentând aproximativ 47 %, respectiv 44 % din valoarea totală programată pentru anul 2018 de către toți cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție.

Pentru cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL, care operau la 31.12.2017 circa 83% din lungimea sistemelor de distribuție la nivel național, procentul conductelor noi de distribuție a gazelor naturale prevăzute în planul de investiții pentru anul 2018, reprezintă doar 0,15% din lungimea totală a conductelor de distribuție operate de aceștia.

III.3.3 Evoluția tarifelor de rețea

3.3.1. Activitatea de transport

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

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

Principalele modificări legislative ale cadrului de reglementare aplicabil în anul 2017 sunt:

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

- stabilirea modului de creștere a procentului de alocare a venitului total în componentă fixă, începând cu 1 octombrie 2017, pornind de la nivelul de 60% a componentei fixe, respectiv cu 5% anual, până la nivelul de 85% din venitul total;

- introducerea obligativității publicării de către operatorul de transport și de sistem a unor informații utilizate la determinarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale.

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

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

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

Principalele schimbări sunt reprezentate de:

- prelungirea celei de-a treia perioade de reglementare aferente activității de transport al gazelor naturale, până la data de 30 septembrie 2019, astfel încât, pentru cea de-a patra perioadă de reglementare, stabilirea tarifelor reglementate să se realizeze pe baza noii metodologii de stabilire a prețurilor de referință pentru activitatea de transport al gazelor naturale;

- posibilitatea de modificare a duratelor reglementate pentru imobilizările corporale și necorporale realizate în baza unui proiect de capacitate incrementală a sistemului de transport inclus în planurile de investiții și de dezvoltare a SNT pe 10 ani, corelat cu prevederile Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale.

Venitul reglementat și venitul total aprobate pentru perioada 1 octombrie 2017 – 30 septembrie 2018:

Structura venitului total este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 (mii lei)
1	OPEX	556.564,71
2	CAPEX	446.940,22
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.003.504,93
4	Costuri preluate direct	223.891,44
5	Diferențe, din care:	-273.073,98
5.1	- componenta de redistribuire a sporului de eficiență	-112.099,89
5.2	- componenta de corecție a venitului total	-173.098,51
5.3	- componenta de corecție a consumului tehnologic	-5.363,46
5.4	- componenta de corecție a costurilor preluate direct	17.487,87
6	Venitul total (6=3+4+5)	954.322,39

Veniturile aprobate pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 au înregistrat o scădere de 13,37% față de anul anterior, cu următoarea structură de variație a elementelor componente ale veniturilor:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2016-sept.2017 (mii lei)	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 (mii lei)	Evoluție venit (%)
	(1)	(2)	(3)	(4=3/2)
1	OPEX	566.602,07	556.564,71	-1,77%
2	CAPEX*	435.732,77	446.940,22	2,57%
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.002.334,83	1.003.504,93	0,12%
4	Costuri preluate direct	201.851,83	223.891,44	10,92%
5	Diferențe	-102.519,33	-273.073,98	166,36%
6	Venitul total (6=3+4+5)	1.101.667,33	954.322,39	-13,37%

Costurile operaționale (OPEX) aprobate pentru perioada oct.2017-sept.2018, în valoare de 556.564,71 mii lei, includ și consumul tehnologic în valoare de 65.083,25 mii lei.

Costurile de capital (CAPEX) aprobate pentru perioada oct.2017-sept.2018 au următoarea structură:

Nr. Crt.	Indicator	Costuri de capital oct.2017-sept.2018 (mii lei)
1	Amortizare	164.798,84
2	Rentabilitatea capitalului investit (ROR)	282.141,38
	TOTAL CAPEX	446.940,22

Pentru cea de a treia perioadă de reglementare, rata rentabilității capitalului investit (ROR) a fost stabilită prin Ordinul ANRE nr.22/2012 la nivelul de 7,72%.

Pentru aceeași perioadă de reglementare s-a stabilit și un supliment la rata rentabilității capitalului investit de 1,4% în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.23/2012.

Rata de creștere a eficienței economice a activității de transport al gazelor naturale stabilită prin Ordinul ANRE nr.74/2017 pentru fiecare an al celei de a treia perioade de reglementare, în intervalul octombrie 2017-septembrie 2019 și utilizată în determinarea venitului total pentru perioada octombrie 2017-septembrie 2018 este de 3,5%.

Venitul total aprobat de ANRE se alocă între componenta fixă și componenta variabilă. Raportul dintre componenta fixă și cea variabilă a venitului total aprobat pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 este de 1,86, respectiv:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct-2017-sept.2018 (mii lei)	Pondere în venitul total
1	Venit fix	620.309,55	65,00%
2	Venit variabil	334.012,84	35,00%
	Venit total	954.322,39	

Conform prevederilor Ordinului Nr.10/2017 de modificare și completarea Ordinului nr.32/2014, începând cu 01 octombrie 2017, componenta fixă a venitului a crescut la nivelul de 65%, utilizat la stabilirea tarifelor de rezervare de capacitate, urmând să crească cu 5% anual, până la nivelul de 85% din venitul total.

Conform prevederilor Ordinului nr.31/2016 de modificare și completare a Ordinului nr.32/2014, componenta fixă a venitului total aprobat se împarte în mod egal între grupul punctelor de ieșire și grupul punctelor de intrare.

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

Potrivit metodologiei în vigoare, tarifele de transport sunt următoarele:

- 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

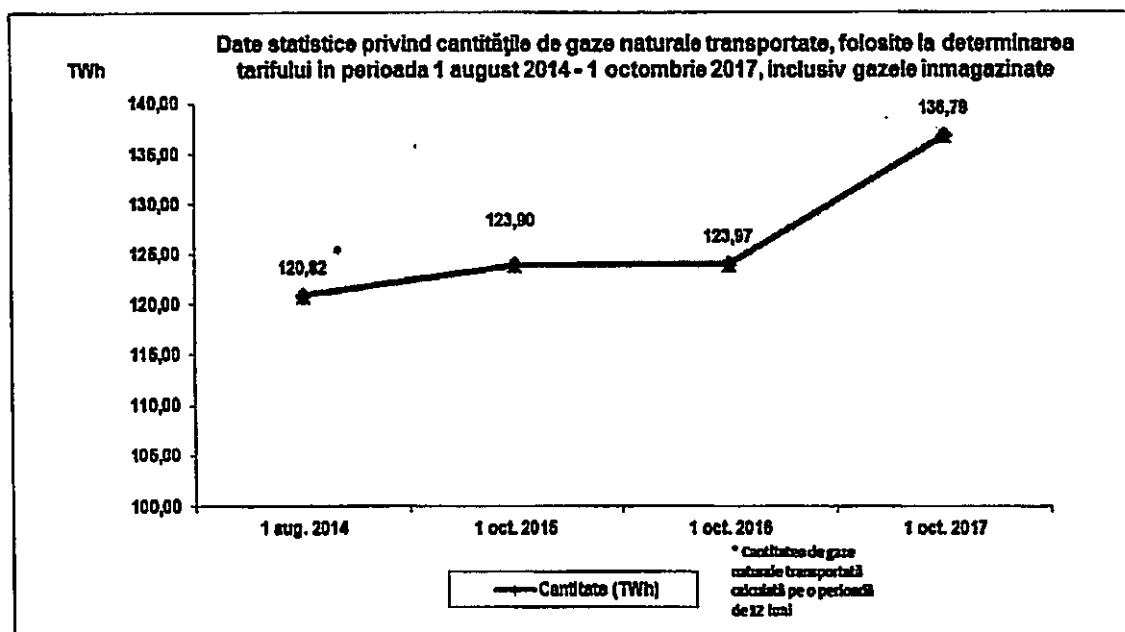
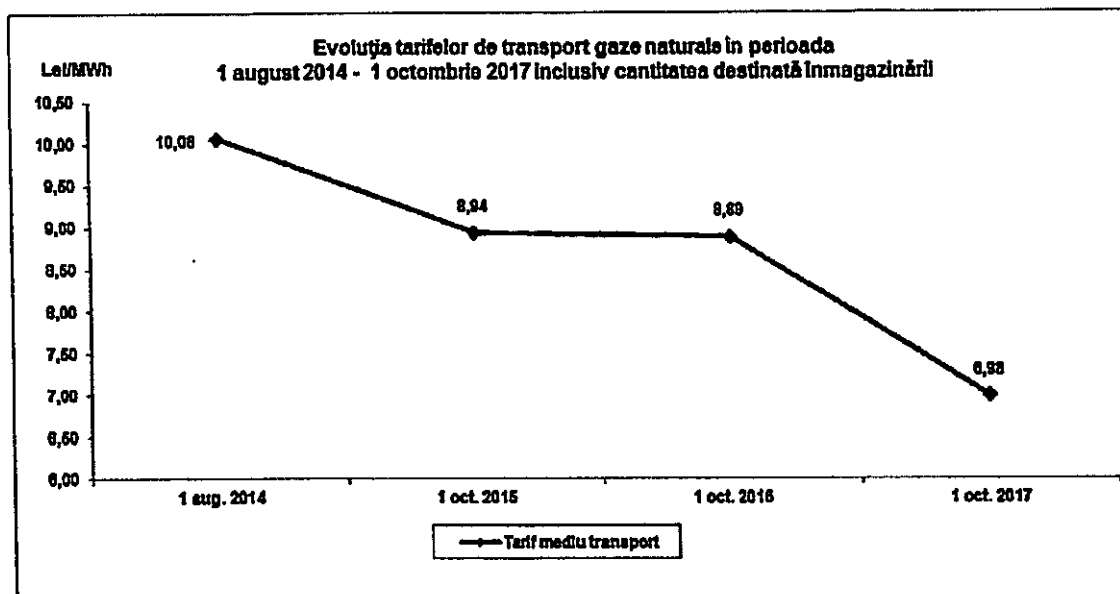
Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale					
	Termen lung		Termen scurt			
	Anual	Trimestrial	Lunar		Zilnic	
			vară	iarnă	vară	iarnă

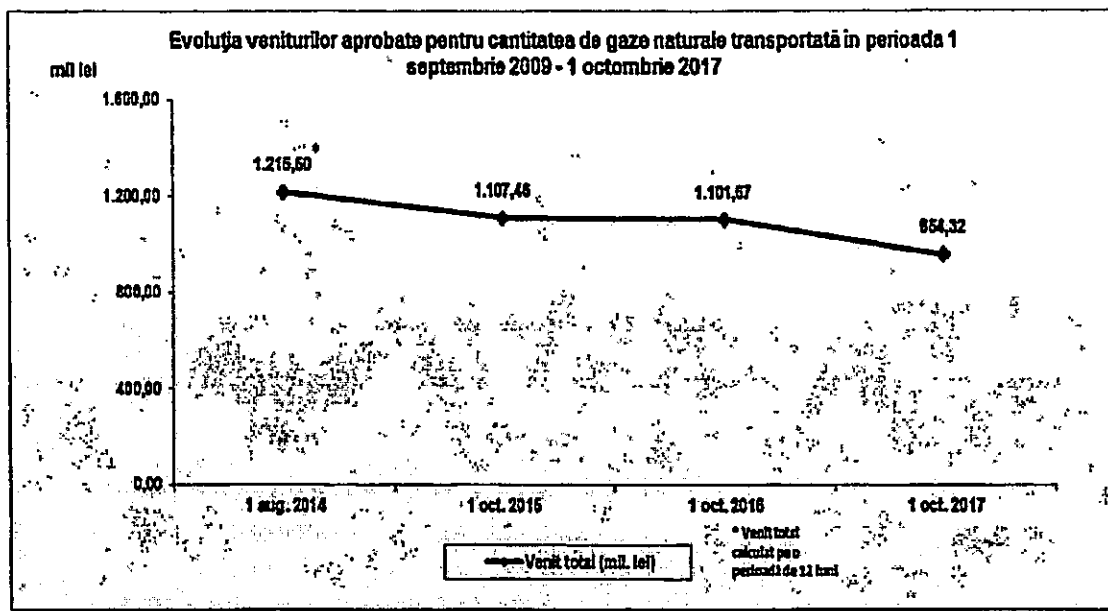
1.	grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale din perimetrele de producție, din terminalele GNL și din instalațiile de producere a biogazului sau a altor gaze care îndeplinesc condițiile de calitate pentru a putea fi livrate/transportate în/prin sistemul de transport al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

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

La stabilirea tarifelor prevăzute la lit. b) și c) au fost incluse și costurile cu valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013* privind stabilirea unor măsuri speciale de impozitare a activităților cu caracter de monopol natural din sectorul energiei electrice și al gazului natural, cu modificările ulterioare, care reprezintă aproximativ 4,1%, respectiv 26,6%, din valoarea acestora.

Evoluția tarifului mediu de transport, determinat pe baza venitului total aprobat și a cantităților estimate a fi transportate în anul pentru care a fost aprobat venitul, este următoarea:





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

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

-lei/MWh/h-

Nr. crt.	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale pentru rezervarea capacității de transport pe conductele de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1	Punctul de intrare Isaccea 1	Grupul punctelor de ieșire, Negru Vodă 1 și punctele de ieșire destinate alimentării cu gaze naturale a unor localități de pe teritoriul României
1.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen lung, contractate pentru un an	0.7954	0.7954
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0.8670
		iarna	1.2010
3.	vara	1.0022	1.0022

	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	iarna	1.3840	1.3840
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	2.0044	2.0044
		iarna	2.7679	2.7679

3.3.2. Activitatea de distribuție

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

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

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit total unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare și include și corecțiile de venit din anii anteriori. Pe baza venitului total unitar se determină tarifele de distribuție.

Tarifele de distribuție se stabilesc diferențiat pe următoarele categorii de clienți, în funcție de consumul anual:

- B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh;
- B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh;
- B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh;
- B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh;
- B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh;
- B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh .

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, respectiv, ale *Metodologiei 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*, 37 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de prețuri și tarife reglementate pentru anul 2017, pentru 21 de operatori fiind aprobate veniturile unitare totale și tarifele aferente.

Evoluția veniturilor totale unitare reglementate pentru serviciile de distribuție a gazelor naturale pentru perioada 2013-2017 se prezintă astfel:

Nr. Crt.	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
		Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)
1	S.C. AMARAD S.A.	32.12	32.41	35.65	36.63	36.66
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	31.59	26.97	31.91	35.84	23.78
3	S.C. CONGAZ S.A.	20.73	21.30	24.53		
4	S.C. CONTI S.R.L.**			24.93		24.97
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	30.75	29.25	33.92	22.84	20.35
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	35.68	30.84	23.52	21.53	17.00
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA S.R.L.	34.08	36.01	38.82	40.48	33.61
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.**	36.74	30.84	29.10	27.03	20.13
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	22.86	24.59	24.51	23.92	21.61
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	38.44	31.00	33.44	31.88	30.51
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUTIE SA/DELGAZ S.A.*	32.36	35.12	35.13	32.03	32.03
12	S.C. BURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.**	23.49	23.84	22.51	20.45	16.02
13	S.C. GAZ EST S.A.	25.64	26.08	30.99	35.38	38.32
14	S.C. GAZ SUD S.A.**	27.40	28.09	34.71		36.75
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	10.14	7.52	3.60	-1.94	20.27
16	S.C. GAZ VEST S.A.	39.38	38.21	40.45	36.49	31.95
17	S.C. GAZMIR IASI S.R.L.**	35.90		36.11	41.29	35.59
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	21.57	21.98	27.86		
19	S.C. HARGHAZ HARGHITA GAZ S.A.	25.08	25.72	30.34	24.49	35.14
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	12.47	9.70	3.78		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	38.39	37.76	39.29	34.73	35.57
22	S.C. MACIN GAZ S.R.L.	32.19	34.39	36.96	34.10	31.84
23	S.C. MEGA CONSTRUCT S.A.**	27.60	25.76	35.49	38.81	29.76
24	S.C. MEHEDINTI GAZ S.A.**	28.38	28.05	29.87	36.63	42.49
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.**	21.76	22.83	29.78	27.26	24.86
26	S.C. M.M. DATA S.R.L.	33.45	34.39	34.88	35.52	26.02
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.**	10.76	10.41	12.11	8.10	8.93
28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	23.44	22.66	21.13	18.17	30.55
29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.**	17.76	16.47	16.36	12.15	9.87
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.**	43.19	42.32	43.97	36.40	33.59
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.**	23.37	24.12	26.84	26.07	28.52
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	25.95	25.55	27.81	22.51	35.08
33	S.N.G.N. ROMGAZ S.A.	41.47	42.15	42.45	47.55	47.99
34	S.C. SALGAZ S.A.	26.81	27.54	31.53	25.23	33.92
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L.	45.62	44.16	43.21	36.24	36.39
36	S.C. TEN GAZ S.R.L./NOVA POWER & GAS - S.R.L.	43.04	40.30	44.18	44.74	43.92
37	S.C. TIMGAZ S.A.**	30.98	33.92	42.06	42.78	43.16
38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	17.62	19.13	24.71	25.83	17.72
39	S.C. VEGA 93 S.R.L.**	34.06	34.60	36.26	38.96	38.86
40	S.C. WIROM GAS S.A.**	24.47	24.07	25.97	23.36	23.38

*Pentru anul 2017 tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DELGAZ GRID - S.A. au rămas neschimbate

**Pentru acești operatori datele aferente tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție au fost analizate în anul 2017, dar tarifele au fost aprobate în data de 10 ianuarie 2018.

Venitul total unitar aprobat include corecțiile excepționale prevăzute de cadrul de reglementare.

Evoluția cantităților anuale efectiv distribuite de operatorii licențiați în perioada 2013-2017, exprimate în MWh, sunt prezentat în tabelul de mai jos:

Nr. Cr.	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
1	S.C. AMARAD S.A.	32.779	28.938	32.821	38.418	42.449
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	81.760	61.685	70.133	75.585	80.754
3	S.C. CONGAZ S.A.	2.768.297	2.787.943	2.480.823		
4	S.C. CONIS S.R.L.			51	1.016	1.431
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	28.128	39.236	50.885	68.335	70.043
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	170.328	240.447	293.136	329.063	338.113
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA S.R.L.	281.130	282.181	291.207	324.191	359.254
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.	4.461	5.750	6.233	8.007	10.456
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	40.825.736	36.077.160	42.721.683	43.355.164	46.827.234
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	210.418	398.010	369.456	455.973	352.659
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A./DELGAZ S.A.	24.750.901	22.406.324	24.001.267	25.265.046	25.589.555
12	S.C. EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.	44.645	41.806	52.545	64.987	79.486
13	S.C. GAZ EST S.A.	383.234	350.664	339.912	361.926	361.152
14	S.C. GAZ SUD S.A.	422.512	459.450	486.009	496.631	698.467
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	31.374	31.183	31.560	33.386	37.967
16	S.C. GAZ VEST S.A.	339.166	346.963	355.239	395.197	434.376
17	S.C. GAZMIR LAȘI S.R.L.	37.616	59.225	66.678	78.585	82.895
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	153.347	157.406	155.200		
19	S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ S.A.	72.965	67.050	71.610	79.615	112.667
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	323.463	272.706	231.015		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	8.962	9.782	10.431	13.903	16.514
22	S.C. MĂCIN GAZ S.R.L.	14.765	15.259	15.484	16.737	18.514
23	S.C. MEGA CONSTRUCT S.A.	218.482	281.129	350.965	407.569	409.264
24	S.C. MEHEDINȚI GAZ S.A.	40.131	42.552	57.793	97.963	120.840
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.	12.013	13.875	16.174	20.890	28.604
26	S.C. M.M. DATA S.R.L.	13.312	13.496	14.003	16.059	17.994
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.	189.081	179.255	189.500	197.958	203.768
28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	9.892	9.715	10.106	11.054	13.153

29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.	181.451	186.990	190.398	203.398	212.612
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.	481.772	499.848	507.200	525.004	580.824
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.	19.696	28.959	29.527	36.450	41.871
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	41.902	43.835	47.187	54.454	64.872
33	S.N.G.N.ROMGAZ S.A.	2.043	2.363	3.503	7.947	7.625
34	S.C. SALGAZ S.A.	54.754	50.183	57.684	59.164	60.859
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L.	13.352	19.887	30.193	34.785	33.434
36	S.C. TEN GAZ S.R.L./NOVA POWER & GAS - S.R.L.	33.648	42.605	44.477	48.679	55.779
37	S.C. TIMGAZ S.A.	32.457	29.520	34.274	42.199	55.491
38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	302.021	313.056	327.503	327.027	346.535
39	S.C. VEGA 93 S.R.L.	17.385	18.703	20.521	24.740	29.833
40	S.C. WIROM GAS S.A.	581.652	615.631	669.000	686.238	777.403

Pentru anul 2017, tarifele reglementate ale celor doi mari operatori licențiați, Distrigaz Sud Rețele SRL, respectiv Delgaz Grid SA, sunt următoarele:

a) Distrigaz Sud Rețele SRL

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

b) Delgaz Grid SA

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

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

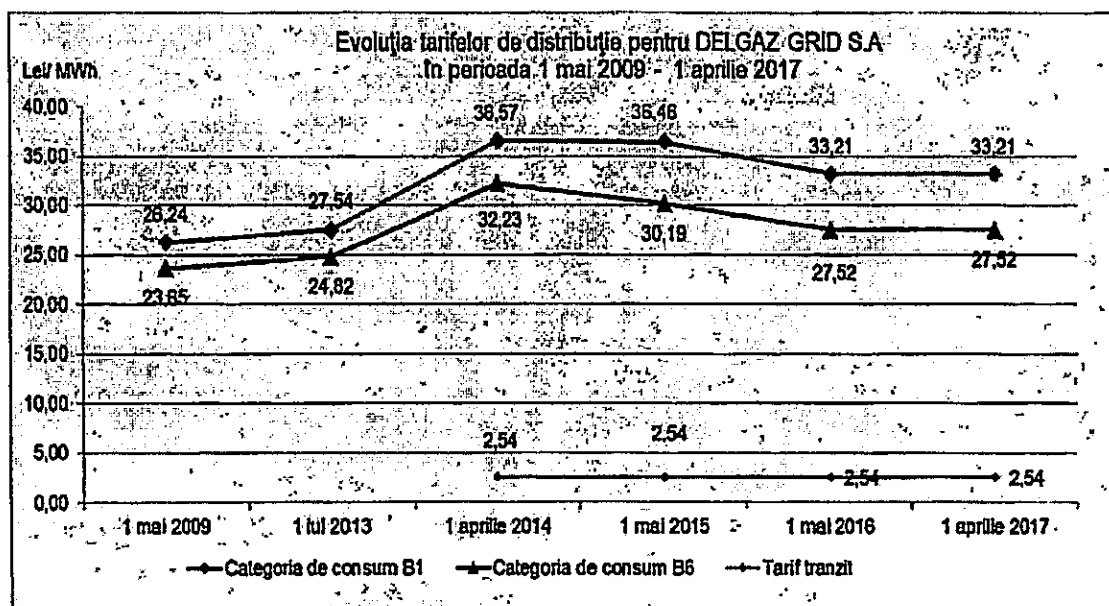
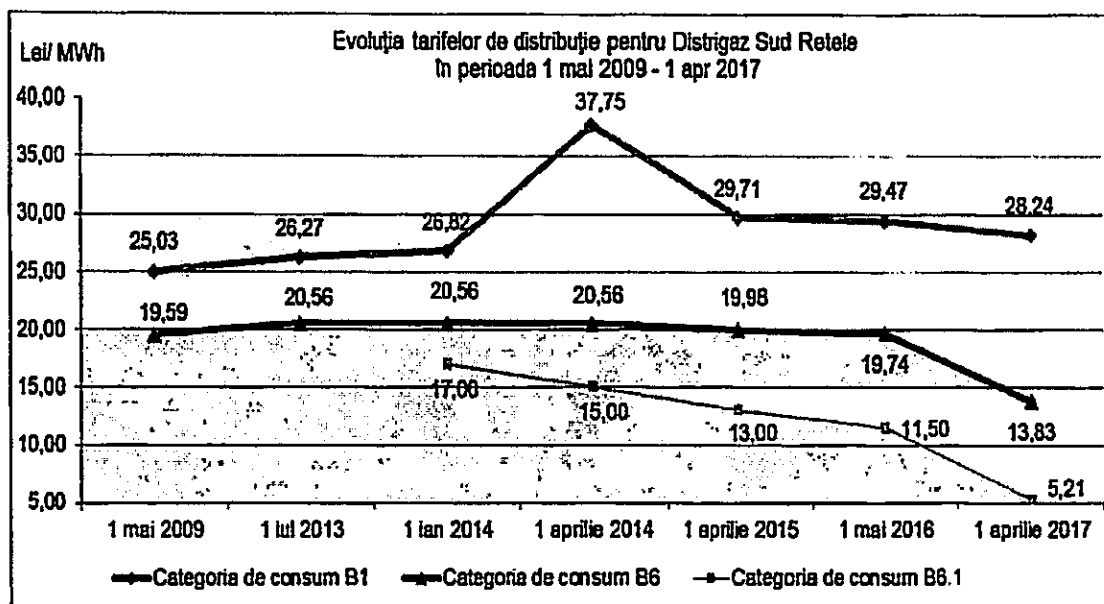
Tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de către Societatea Delgaz Grid S.A. (E.ON Gaz Distribuție S.A.) au rămas la nivelul celor aprobate pentru anul 2016.

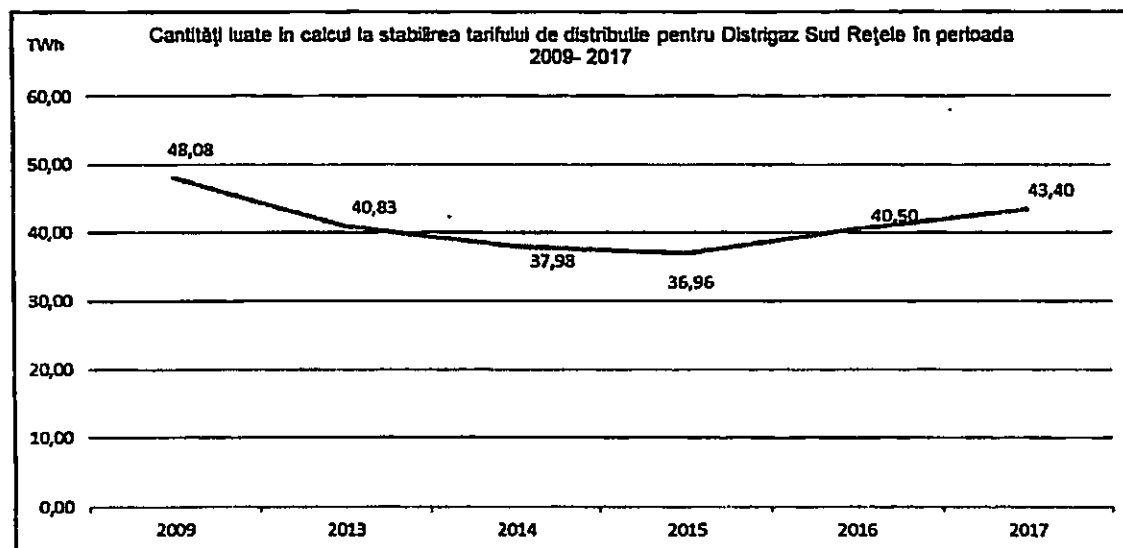
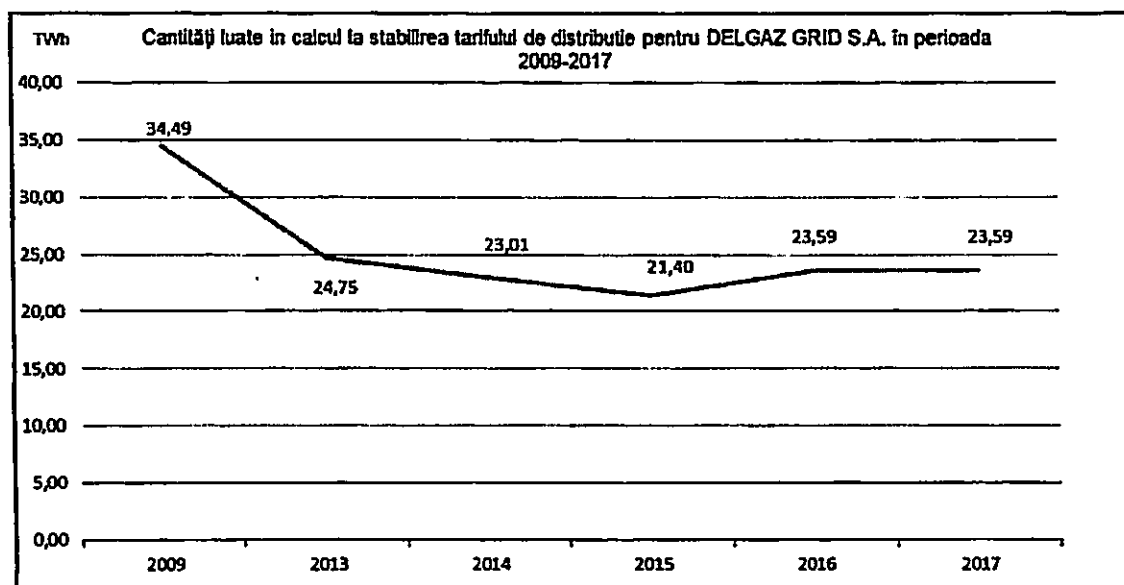
Menționăm că, pentru societatea Delgaz Grid S.A. (fosta E.ON Gaz Distribuție S.A.), nu s-a aplicat procesul de ajustare a venitului unitar aferent anului 2017, deoarece în perioada 2015-2016 la operatorul Delgaz Grid S.A. s-a efectuat un control al cărui obiectiv a fost verificarea, bazei de active reglementate aferentă activității de distribuție.

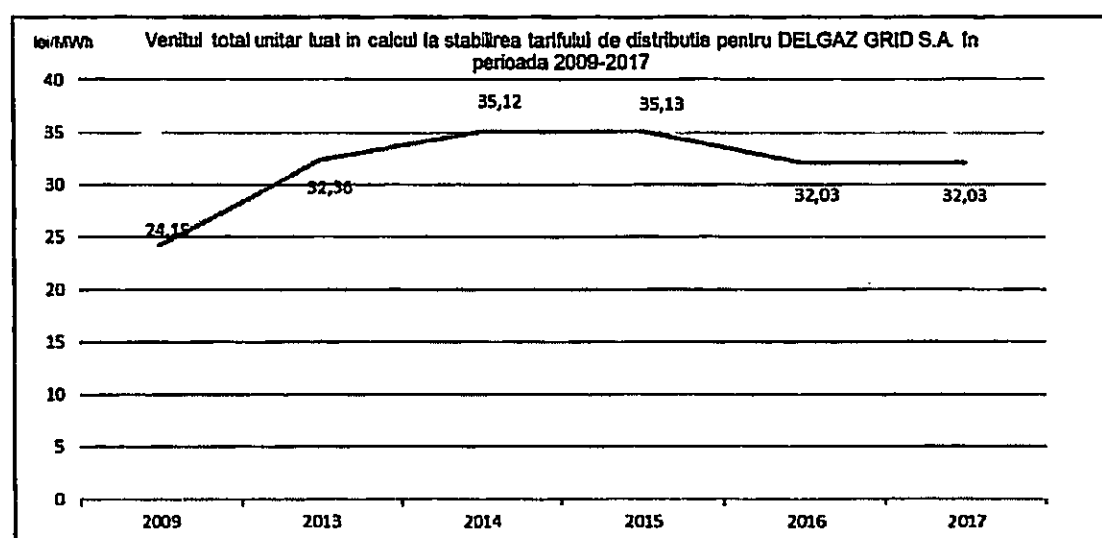
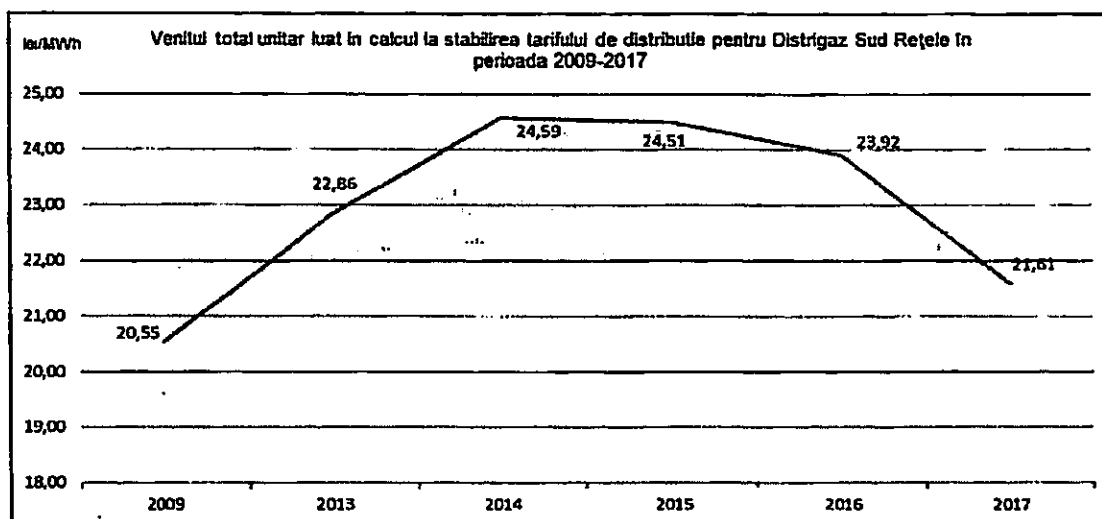
Concluzia din raportul de verificare a fost că stabilirea venitului reglementat unitar, a venitului total unitar și a tarifelor de distribuție aferente fiecărui an al celei de a treia perioade de reglementare s-a efectuat pe baza unor date eronate transmise de operator.

În conformitate cu prevederile Metodologiei aprobată prin Ordinul ANRE nr. 42/2013, cu modificările și completările ulterioare, se va proceda la modificarea tarifelor de distribuție aprobate, prin refundamentare.

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







3.3.3. Activitatea de înmagazinare

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

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

- ✓ prelungirea perioadei a treia de reglementare până la data de 31 martie 2018,
- ✓ modificarea termenului de depunere a propunerii privind stabilirea venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană aferente primului an al perioadei de

reglementare și fundamentarea acestora, cu cel puțin 120 de zile înaintea începerii perioadei de reglementare,

- ✓ modul de stabilire a venitului total și a venitului reglementat,
- ✓ stabilirea unui nivel maximal de recunoaștere a costurilor efectuate de către un titular al licenței de operare a sistemului de înmagazinare cu închirierea obiectivelor sistemului de la proprietar,
- ✓ recunoașterea anuală, doar a valorii investițiilor recepționate, puse în funcțiune sau date în folosință, și înregistrate în contabilitatea financiară,
- ✓ stabilirea modului de determinare a tarifului de rezervare de capacitate pentru servicii de înmagazinare subterană gaze naturale pe termen scurt,
- ✓ modul de stabilire și tratamentul recunoașterii ratei inflației,
- ✓ regularizarea, la doi ani, a venitului total și a venitului reglementat, pe baza datelor de închidere a anilor financiari,
- ✓ solicitarea de ajustare a venitului total și a venitului reglementat se poate realiza dacă între momentul înaintării solicitării și momentul apariției sau modificării elementelor de ajustare a trecut o perioadă de cel mult 3 ani,
- ✓ elementele de ajustare solicitate în afara termenului de ajustare prevăzut în metodologie, respectiv cu cel puțin 90 de zile înaintea începerii anului din cadrul perioadei de reglementare, nu vor fi actualizate,
- ✓ obligativitatea solicitării de ajustare anuală a venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană în cazul componentei de corecție pentru capitalul investit, dar și în cazul existenței unor elemente a ajustare care ar diminua venitul total și venitul reglementat.

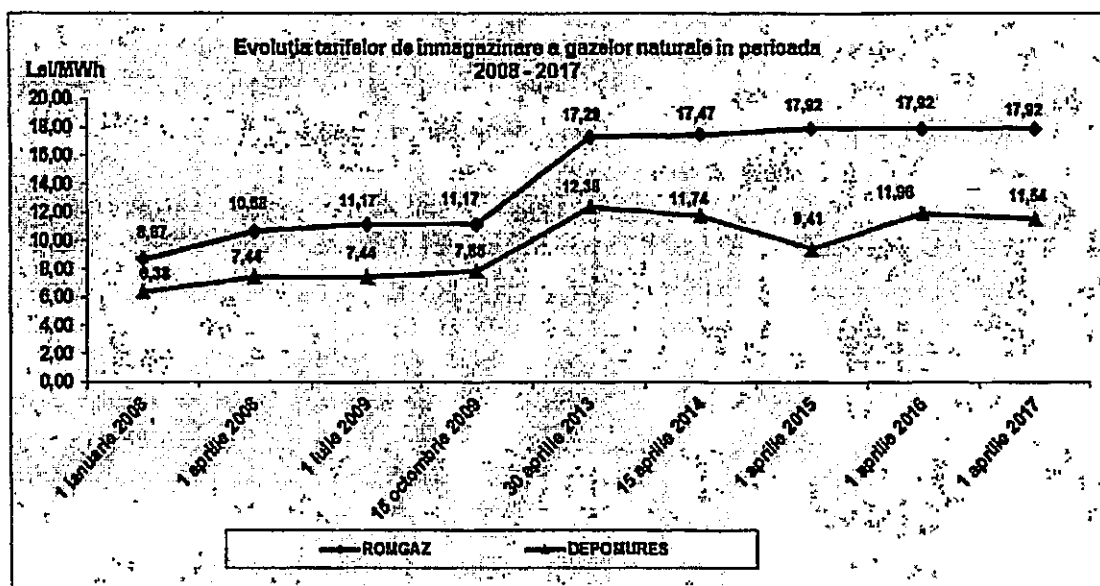
Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare subterană cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total, care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

Evoluții ale tarifului de înmagazinare

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

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

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



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

3.3.1. Activitatea de transport

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

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

Principalele modificări legislative ale cadrului de reglementare aplicabil în anul 2017 sunt:

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

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

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

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

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

Principalele schimbări sunt reprezentate de:

- prelungirea celei de-a treia perioade de reglementare aferente activității de transport al gazelor naturale, până la data de 30 septembrie 2019, astfel încât, pentru cea de-a patra perioadă de

reglementare, stabilirea tarifelor reglementate să se realizeze pe baza noii metodologii de stabilire a prețurilor de referință pentru activitatea de transport al gazelor naturale;

- posibilitatea de modificare a duratelor reglementate pentru imobilizările corporale și necorporale realizate în baza unui proiect de capacitate incrementală a sistemului de transport inclus în planurile de investiții și de dezvoltare a SNT pe 10 ani, corelat cu prevederile Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale.

Venitul reglementat și venitul total aprobate pentru perioada 1 octombrie 2017 – 30 septembrie 2018:

Structura veniturii total este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 (mii lei)
1	OPEX	556.564,71
2	CAPEX	446.940,22
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.003.504,93
4	Costuri preluate direct	223.891,44
5	Diferențe, din care:	-273.073,98
5.1	-componenta de redistribuire a sporului de eficiență	-112.099,89
5.2	-componenta de corecție a veniturii total	-173.098,51
5.3	-componenta de corecție a consumului tehnologic	-5.363,46
5.4	-componenta de corecție a costurilor preluate direct	17.487,87
6	Venitul total (6=3+4+5)	954.322,39

Veniturile aprobate pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 au înregistrat o scădere de 13,37% față de anul anterior, cu următoarea structură de variație a elementelor componente ale veniturilor:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2016-sept.2017 (mii lei)	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 (mii lei)	Evoluție venit (%)
	(1)	(2)	(3)	(4=3/2)
1	OPEX	566.602,07	556.564,71	-1,77%
2	CAPEX*	435.732,77	446.940,22	2,57%
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.002.334,83	1.003.504,93	0,12%
4	Costuri preluate direct	201.851,83	223.891,44	10,92%
5	Diferențe	-102.519,33	-273.073,98	166,36%
6	Venitul total (6=3+4+5)	1.101.667,33	954.322,39	-13,37%

Costurile operaționale (OPEX) aprobate pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018, în valoare de 556.564,71 mii lei, includ și consumul tehnologic în valoare de 65.083,25 mii lei.

Costurile de capital (CAPEX) aprobate pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 au următoarea structură:

Nr. Crt.	Indicator	Costuri de capital octombrie 2017-septembrie 2018 (mii lei)
1	Amortizare	164.798,84
2	Rentabilitatea capitalului investit (ROR)	282.141,38
	TOTAL CAPEX	446.940,22

Pentru cea de a treia perioadă de reglementare, rata rentabilității capitalului investit (ROR) a fost stabilită prin Ordinul ANRE nr.22/2012 la nivelul de 7,72%.

Pentru aceeași perioadă de reglementare s-a stabilit și un supliment la rata rentabilității capitalului investit de 1,4% în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.23/2012.

Rata de creștere a eficienței economice a activității de transport al gazelor naturale stabilită prin Ordinul ANRE nr.74/2017 pentru fiecare an al celei de a treia perioade de reglementare, în intervalul octombrie 2017-septembrie 2019 și utilizată în determinarea venitului total pentru perioada octombrie 2017-septembrie 2018 este de 3,5%.

Venitul total aprobat de ANRE se alocă între componenta fixă și componenta variabilă. Ponderea componentei fixe și a celei variabile în venitul total aprobat pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 este:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat octombrie 2017 - septembrie 2018 (mii lei)	Pondere în venitul total
1	Venit fix	620.309,55	65,00%
2	Venit variabil	334.012,84	35,00%
	Venit total	954.322,39	

Conform prevederilor Ordinului Nr.10/2017 de modificare și completarea Ordinului nr.32/2014, începând cu 1 octombrie 2017, componenta fixă a venitului a crescut la nivelul de 65%, utilizată la stabilirea tarifelor de rezervare de capacitate, urmând să crească cu 5% anual, până la nivelul de 85% din venitul total.

Conform prevederilor Ordinului nr.31/2016 de modificare și completare a Ordinului nr.32/2014, componenta fixă a venitului total aprobat se împarte în mod egal între grupul punctelor de ieșire și grupul punctelor de intrare.

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

Potrivit Ordinului în vigoare, tarifele de transport sunt următoarele:

- d) 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

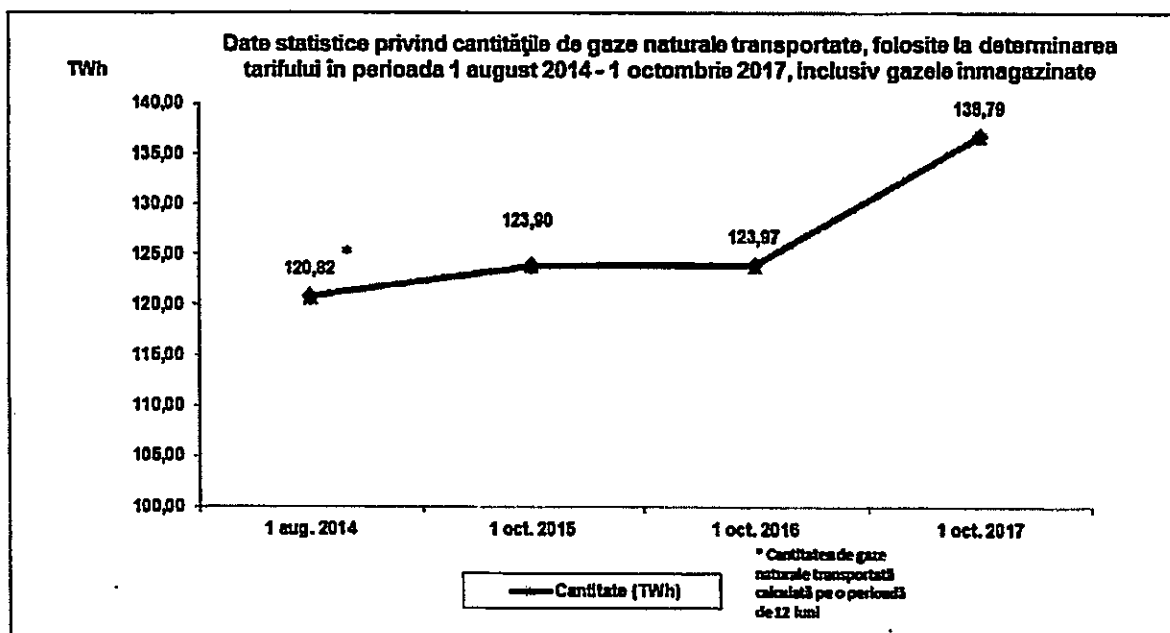
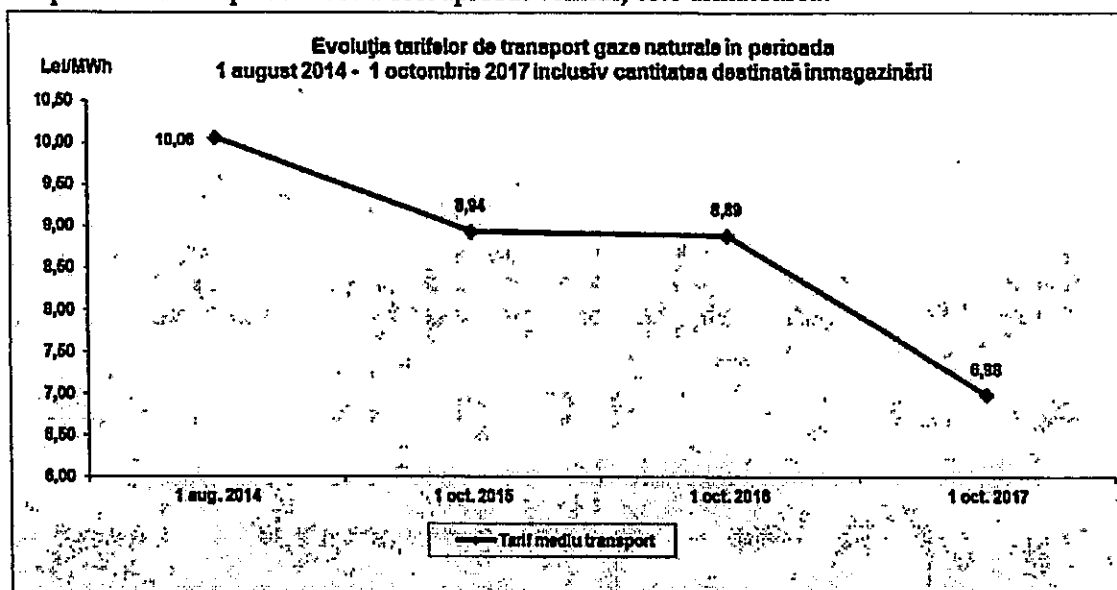
lei/MWh/h

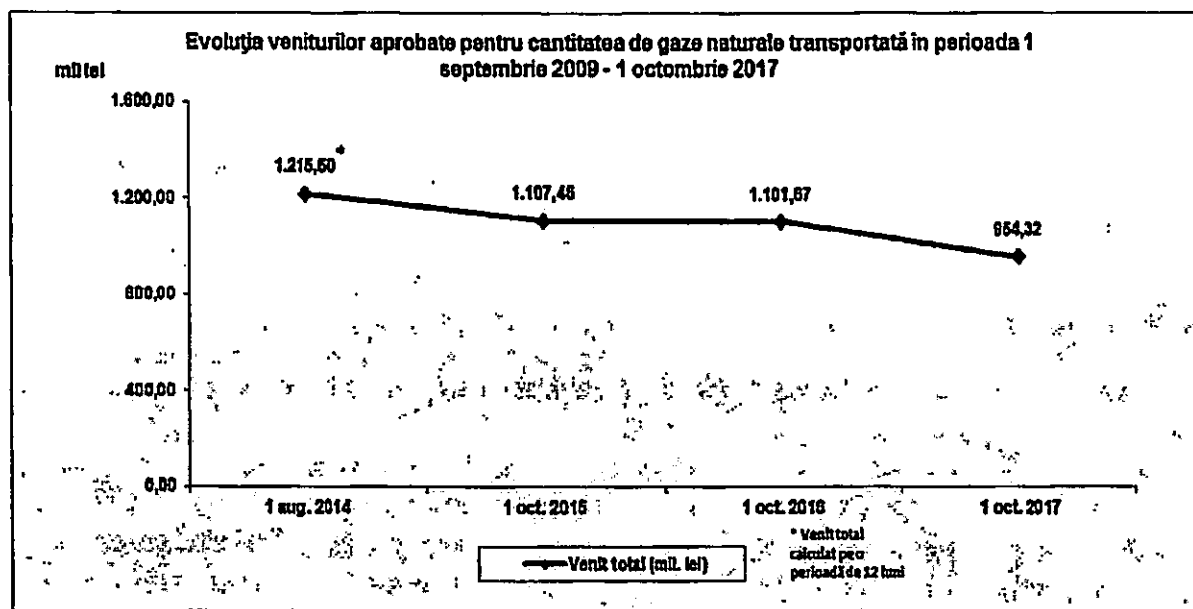
Grup de puncte de intrare/ieșire în/din SNT	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
	Termen lung	Termen scurt					
	Annual	Trimestrial		Lunar		Zilnic	
		vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
1. grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale din perimetrele de producție,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

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

La stabilirea tarifelor prevăzute la lit. b) și c) au fost incluse și costurile cu valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013* privind stabilirea unor măsuri speciale de impozitare a activităților cu caracter de monopol natural din sectorul energiei electrice și al gazului natural, cu modificările ulterioare, care reprezintă aproximativ 4,1%, respectiv 26,6%, din valoarea acestora.

Evoluția tarifului mediu de transport, determinat pe baza venitului total aprobat și a cantităților estimate a fi transportate în anul pentru care a fost aprobat venitul, este următoarea:





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

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

			-lei/MWh/h-	
Nr. crt.	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale pentru rezervarea capacității de transport pe conductele de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1	Punctul de intrare Isaccea 1	Grupul punctelor de ieșire, Negru Vodă 1 și punctele de ieșire destinate alimentării cu gaze naturale a unor localități de pe teritoriul României	
1.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen lung, contractate pentru un an	0.7954	0.7954	
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0.8670	
		iarna	1.2010	
3.		vara	1.0022	

	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	iarna	1.3840	1.3840
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	2.0044	2.0044
		iarna	2.7679	2.7679

3.3.2. Activitatea de distribuție

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

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

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit total unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare și include și corecțiile de venit din anii anteriori. Pe baza venitului total unitar se determină tarifele de distribuție.

Tarifele de distribuție se stabilesc diferențiat pe următoarele categorii de clienți, în funcție de consumul anual:

- B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh;
- B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh;
- B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh;
- B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh;
- B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh;
- B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh.

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, respectiv, ale *Metodologiei 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*, 37 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de prețuri și tarife reglementate pentru anul 2017, pentru 21 de operatori fiind aprobate veniturile unitare totale și tarifele aferente.

Evoluția veniturilor totale unitare reglementate pentru serviciile de distribuție a gazelor naturale pentru perioada 2013-2017 se prezintă astfel:

Nr. Crt.	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
		Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)	Venit total unitar (Lei/MWh)
1	S.C. AMARAD S.A.	32.12	32.41	35.65	36.63	36.66
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	31.59	26.97	31.91	35.84	23.78
3	S.C. CONGAZ S.A.	20.73	21.30	24.53		
4	S.C. CONI S.R.L.**			24.93		24.97
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	30.75	29.25	33.92	22.84	20.35
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	35.68	30.84	23.52	21.53	17.00
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA S.R.L.	34.08	36.01	38.82	40.48	33.61
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.**	36.74	30.84	29.10	27.03	20.13
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	22.86	24.59	24.51	23.92	21.61
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	38.44	31.00	33.44	31.88	30.51
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUTIE S.A./DELGAZ S.A.*	32.36	35.12	35.13	32.03	32.03
12	S.C. EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.**	23.49	23.84	22.51	20.45	16.02
13	S.C. GAZ EST S.A.	25.64	26.08	30.99	35.38	38.32
14	S.C. GAZ SUD S.A.**	27.40	28.09	34.71		36.75
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	10.14	7.52	3.60	1.94	20.27
16	S.C. GAZ VEST S.A.	39.38	38.21	40.45	36.49	31.95
17	S.C. GAZMIKIASIS S.R.L.**	35.90		36.11	41.29	35.59
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	21.57	21.98	27.86		
19	S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ S.A.	25.08	25.72	30.34	24.49	35.14
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	12.47	9.70	3.78		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	38.39	37.76	39.29	34.23	35.57
22	S.C. MACIN GAZ S.R.L.	32.19	34.39	36.96	34.10	31.84
23	S.C. MEGA CONSTRUCT S.A.**	27.60	25.76	35.49	38.81	29.76
24	S.C. MEHEDINTI GAZ S.A.**	28.38	28.05	29.87	36.63	42.49
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.**	21.76	22.83	29.78	27.26	24.86
26	S.C. M.M. DATA S.R.L.	33.45	34.39	34.88	35.52	26.02
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.**	10.76	10.41	12.11	8.10	8.93
28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	23.44	22.66	21.13	18.17	30.55
29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.**	17.76	16.47	16.36	12.15	9.87
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.**	43.19	42.32	43.97	36.40	33.59
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.**	23.37	24.12	26.84	26.07	28.52
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	25.95	25.55	27.81	22.51	35.08
33	S.N.G.N. ROMGAZ S.A.	41.47	42.15	42.45	47.55	47.99
34	S.C. SALGAZ S.A.	26.81	27.54	31.53	25.23	33.92
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L.	45.62	44.16	43.21	36.24	36.39
36	S.C. TEN GAZ S.R.L./ NOVA POWER & GAS - S.R.L.	43.04	40.30	44.18	44.74	43.92
37	S.C. TIMGAZ S.A.**	30.98	33.92	42.06	42.78	43.16

38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	17.62	19.13	24.71	25.83	17.72
39	S.C. VEGA 93 S.R.L. **	34.06	34.60	36.26	38.96	38.86
40	S.C. WIROM GAS S.A. **	24.47	24.07	25.97	23.36	23.38

*Pentru anul 2017 tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DELGAZ GRID - S.A. au ramas neschimbate

**Pentru acesti operatori datele aferente tarifulor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție au fost analizate în anul 2017, dar tarifele au fost aprobate în data de 10 ianuarie 2018.

Venitul total unitar aprobat include corecțiile excepționale prevăzute de cadrul de reglementare.

Evoluția cantităților anuale efectiv distribuite de operatorii licențiați în perioada 2013-2017, exprimate în MWh, sunt prezentat în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
1	S.C. AMARAD S.A.	32.779	28.938	32.821	38.418	42.449
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	81.760	61.685	70.133	75.585	80.754
3	S.C. CONGAZ S.A.	2.768.297	2.787.943	2.480.823		
4	S.C. CONI S.R.L.			51	1.016	1.431
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	28.128	39.236	50.885	68.335	70.043
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	170.328	240.447	293.136	329.063	338.113
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA S.R.L.	281.130	282.181	291.207	324.191	359.254
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.	4.461	5.750	6.233	8.007	10.456
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	40.825.736	36.077.160	42.721.683	43.355.164	46.827.234
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	210.418	398.010	369.456	455.973	352.659
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUTIE S.A./DELGAZ S.A.	24.750.901	22.406.324	24.001.267	25.265.046	25.589.555
12	S.C. EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.	44.645	41.806	52.545	64.987	79.486
13	S.C. GAZ EST S.A.	383.234	350.664	339.912	361.926	361.152
14	S.C. GAZ SUD S.A.	422.512	459.450	486.009	496.631	698.467
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	31.374	31.183	31.560	33.386	37.967
16	S.C. GAZ VEST S.A.	339.166	346.963	355.239	395.197	434.376
17	S.C. GAZMIR IASI S.R.L.	37.616	59.225	66.678	78.585	82.895
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	153.347	157.406	155.200		
19	S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ S.A.	72.965	67.050	71.610	79.615	112.667
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	323.463	272.706	231.015		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	8.962	9.782	10.431	13.903	16.514
22	S.C. MĂCIN GAZ SRL	14.765	15.259	15.484	16.737	18.514
23	S.C. MEGA CONSTRUCT S.A.	218.482	281.129	350.965	407.569	409.264
24	S.C. MEHEDINȚI GAZ S.A.	40.131	42.552	57.793	97.963	120.840
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.	12.013	13.875	16.174	20.890	28.604
26	S.C. M.M. DATA S.R.L.	13.312	13.496	14.003	16.059	17.994
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.	189.081	179.255	189.500	197.958	203.768

28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	9.892	9.715	10.106	11.054	13.153
29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.	181.451	186.990	190.398	203.398	212.612
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.	481.772	499.848	507.200	525.004	580.824
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.	19.696	28.959	29.527	36.450	41.871
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	41.902	43.835	47.187	54.454	64.872
33	S.N.G.N.ROMGAZ S.A.	2.043	2.363	3.503	7.947	7.625
34	S.C. SALGAZ S.A.	54.754	50.183	57.684	59.164	60.859
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L.	13.352	19.887	30.193	34.785	33.434
36	S.C. TEN GAZ S.R.L./ NOVA POWER & GAS - S.R.L.	33.648	42.605	44.477	48.679	55.779
37	S.C. TIMGAZ S.A.	32.457	29.520	34.274	42.199	55.491
38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	302.021	313.056	327.503	327.027	346.535
39	S.C. VEGA 93 S.R.L.	17.385	18.703	20.521	24.740	29.833
40	S.C. WIROM GAS S.A.	581.652	615.631	669.000	686.238	777.403

Pentru anul 2017, tarifele reglementate ale celor doi mari operatori licențiați, Distrigaz Sud Rețele SRL, respectiv Delgaz Grid SA, sunt următoarele:

c) Distrigaz Sud Rețele SRL

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

d) Delgaz Grid SA

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

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

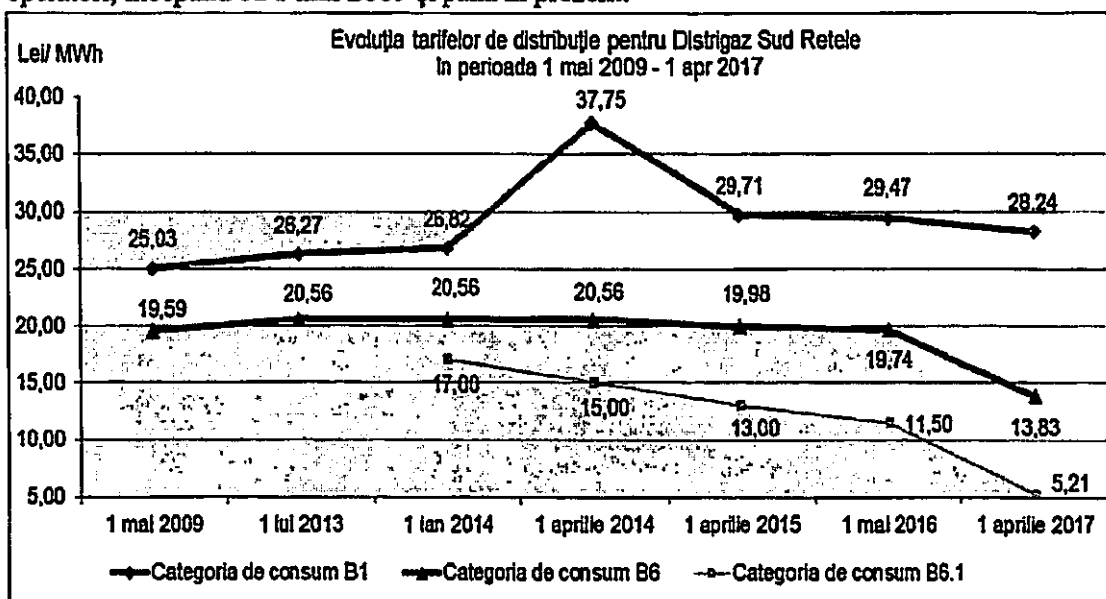
Tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de către Societatea Delgaz Grid S.A. (E.ON Gaz Distribuție S.A.) au rămas la nivelul celor aprobate pentru anul 2016.

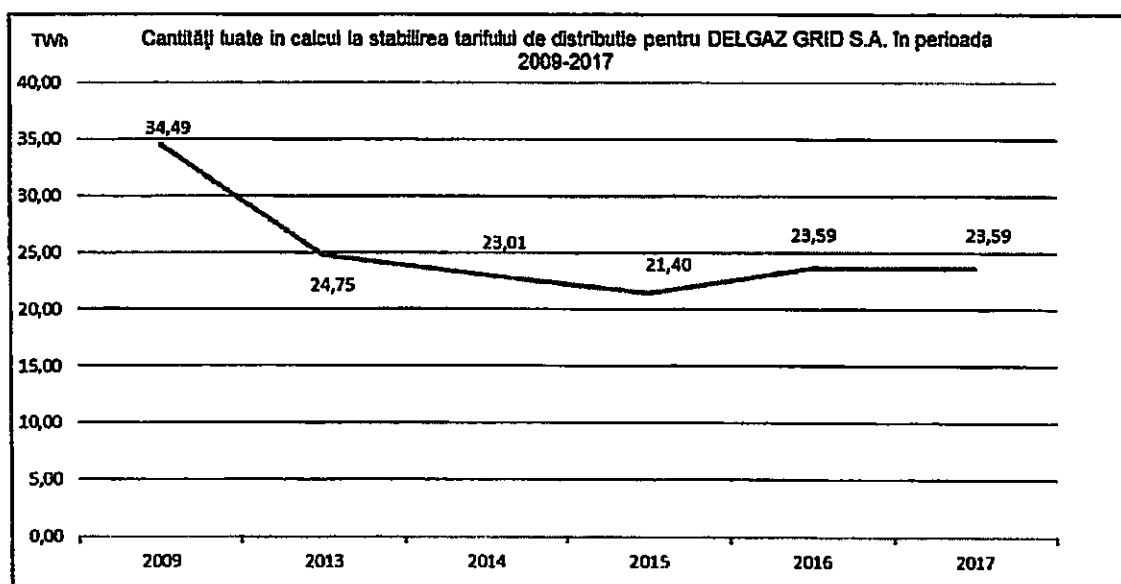
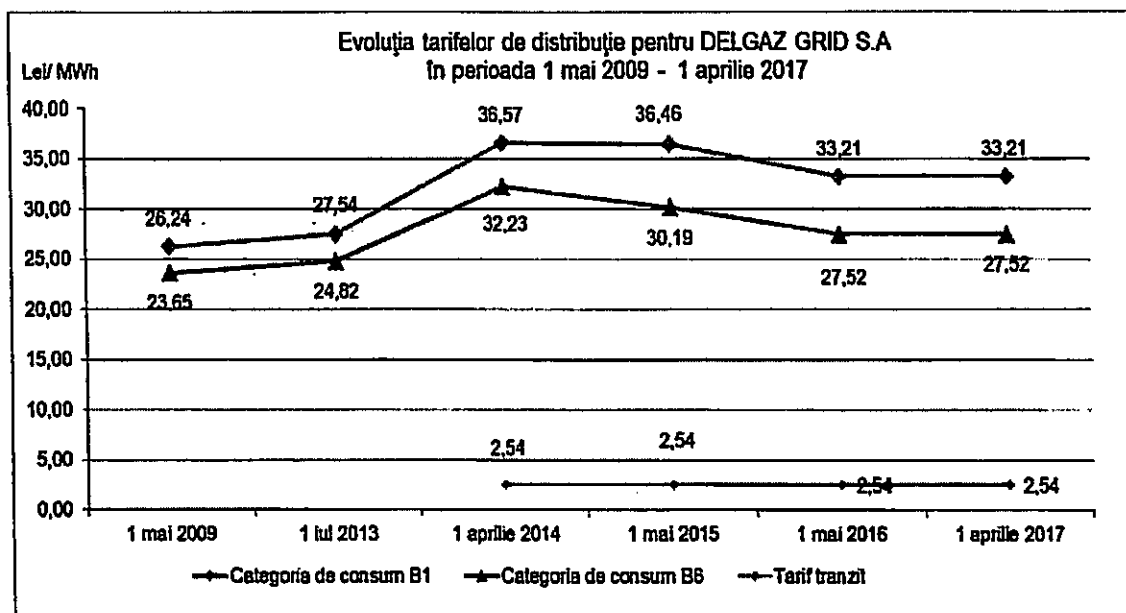
Menționăm că, pentru societatea Delgaz Grid S.A. (fosta E.ON Gaz Distribuție S.A.), nu s-a aplicat procesul de ajustare a venitului unitar aferent anului 2017, deoarece în perioada 2015-2016 la operatorul Delgaz Grid S.A. s-a efectuat un control al cărui obiectiv a fost verificarea, bazei de active reglementate aferentă activității de distribuție.

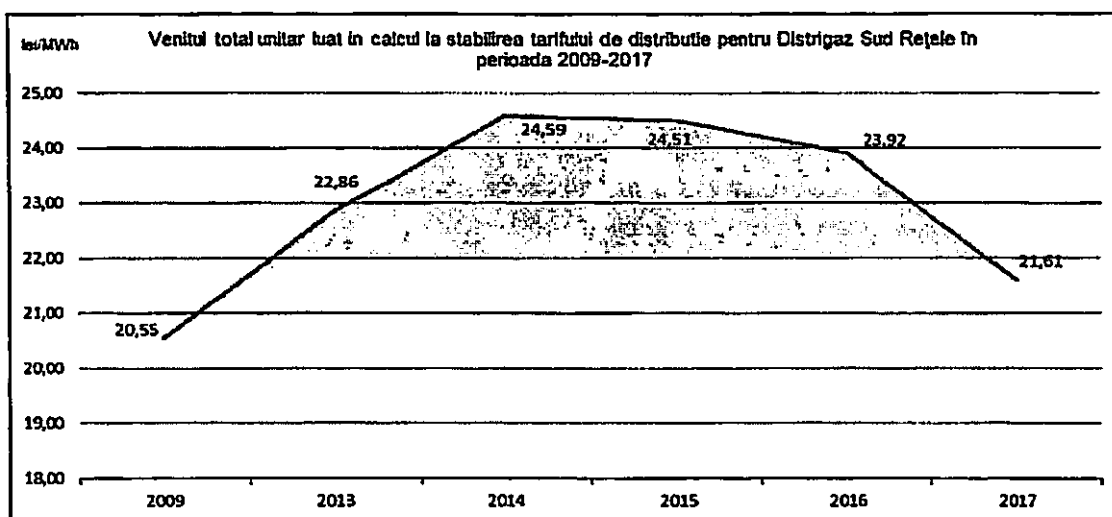
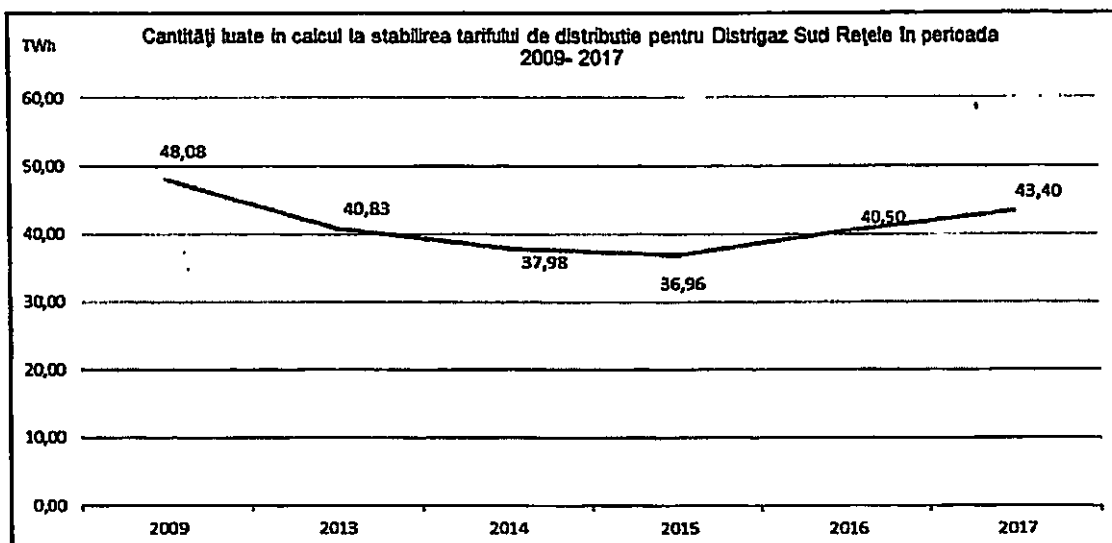
Concluzia din raportul de verificare a fost că stabilirea venitului reglementat unitar, a venitului total unitar și a tarifelor de distribuție aferente fiecărui an al celei de a treia perioade de reglementare s-a efectuat pe baza unor date eronate transmise de operator.

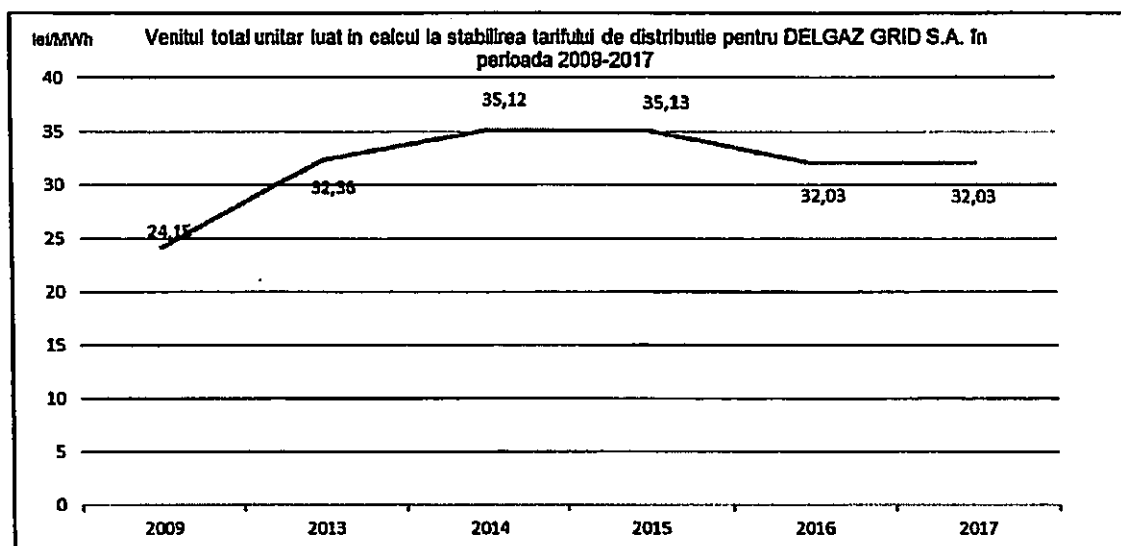
În conformitate cu prevederile Metodologiei aprobată prin Ordinul ANRE nr. 42/2013, cu modificările și completările ulterioare, se va proceda la modificarea tarifelor de distribuție aprobate, prin refundamentare.

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









3.3.3. Activitatea de înmagazinare

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

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

- ✓ prelungirea perioadei a treia de reglementare până la data de 31 martie 2018,
- ✓ modificarea termenului de depunere a propunerii privind stabilirea venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană aferente primului an al perioadei de reglementare și fundamentarea acestora, cu cel puțin 120 de zile înainte începerii perioadei de reglementare,
- ✓ modul de stabilire a venitului total și a venitului reglementat,
- ✓ stabilirea unui nivel maximal de recunoaștere a costurilor efectuate de către un titular al licenței de operare a sistemului de înmagazinare cu închirierea obiectivelor sistemului de la proprietar,
- ✓ recunoașterea anuală, doar a valorii investițiilor recepționate, puse în funcțiune sau date în folosință, și înregistrate în contabilitatea financiară,
- ✓ stabilirea modului de determinare a tarifului de rezervare de capacitate pentru servicii de înmagazinare subterană gaze naturale pe termen scurt,
- ✓ modul de stabilire și tratamentul recunoașterii ratei inflației,
- ✓ regularizarea, la doi ani, a venitului total și a venitului reglementat, pe baza datelor de închidere a anilor financiari,

- ✓ solicitarea de ajustare a venitului total și a venitului reglementat se poate realiza dacă între momentul înaintării solicitării și momentul apariției sau modificării elementelor de ajustare a trecut o perioadă de cel mult 3 ani,
- ✓ elementele de ajustare solicitate în afara termenului de ajustare prevăzut în metodologie, respectiv cu cel puțin 90 de zile înaintea începerii anului din cadrul perioadei de reglementare, nu vor fi actualizate,
- ✓ obligativitatea solicitării de ajustare anuală a venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană în cazul componentei de corecție pentru capitalul investit, dar și în cazul existenței unor elemente a ajustare care ar diminua venitul total și venitul reglementat.

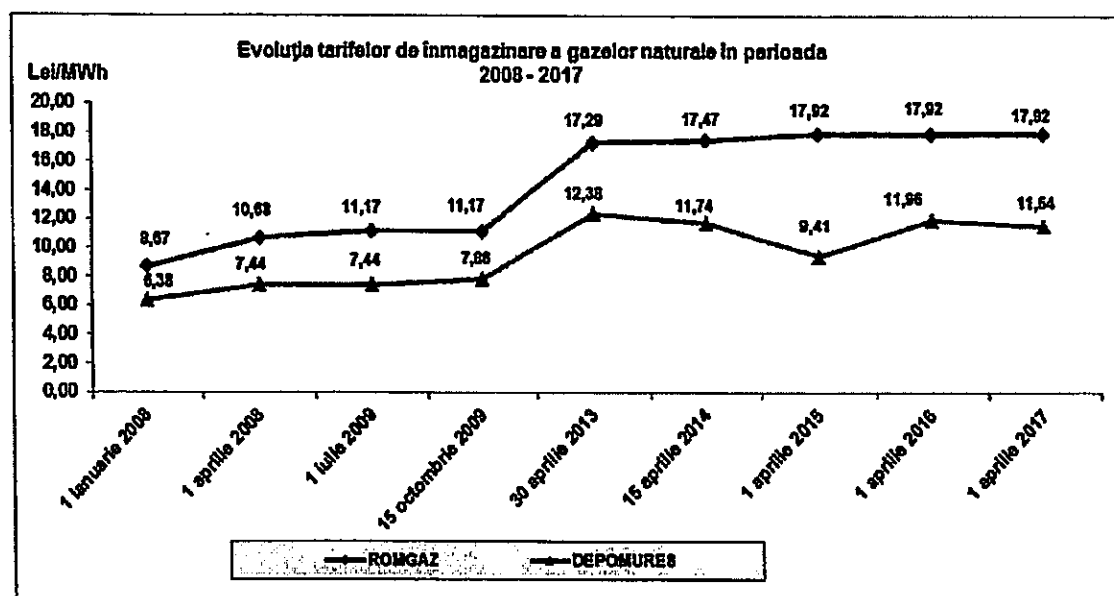
Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare subterană cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total, care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

Evoluții ale tarifului de înmagazinare

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

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

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



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

III.4. Reglementări tehnice, licențe, autorizații

III.4.1 Reglementări tehnice

În cele ce urmează enumerăm actele normative care au fost aprobate, modificate și/sau completate și supuse aprobării Comitetului de reglementare al ANRE:

1. Ordinul ANRE nr. 2/2017 pentru aprobarea Procedurii privind desemnarea unui operator de distribuție a gazelor naturale pentru preluarea operării unui sistem de distribuție a gazelor naturale - Actul normativ a fost elaborat pentru desemnarea unui operator de distribuție a gazelor naturale, în vederea preluării activității de operare a unui sistem de distribuție a gazelor naturale dintr-o anumită zonă delimitată – unitate administrativ – teritorială, în situația în care operatorului de distribuție a gazelor naturale din respectiva zonă delimitată urmează să-i fie retrasă licența sau urmează să-i fie reziliat contractul de concesiune, astfel încât să existe continuitatea în alimentarea cu gaze naturale a clienților finali deserviți.

Prin acesta au fost stabilite responsabilitățile:

- operatorului de distribuție a gazelor naturale a cărui licență de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale urmează a fi retrasă sau al cărui contract de concesiune urmează a fi reziliat, în legătură cu predarea activității sale de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale dintr-o anumită zonă delimitată – unitate administrativ – teritorială și a activelor aferente, către un alt titular de licență;
- operatorului de distribuție a gazelor naturale care preia operarea sistemului de distribuție dintr-o anumită zonă delimitată – unitate administrativ – teritorială de la un operator de distribuție a gazelor naturale a cărui licență de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale urmează a fi retrasă sau al cărui contract de concesiune urmează a fi reziliat.

2. Ordinul ANRE nr. 9/2017 privind modificarea anexelor nr. 1-3 la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 162/2014 pentru aprobarea punctelor relevante ale Sistemului național de transport al gazelor naturale - Ordinul a avut în vedere solicitarea S.N.T.G.N. Transgaz S.A. Mediaș pentru actualizarea conținutului anexelor nr. 1-3 la Ordinul ANRE nr. 162/2014, prin introducerea a două puncte relevante noi și gruparea a patru puncte relevante existente în două puncte relevante noi .

De asemenea, punctele de interconectare Isaccea 2 și Isaccea 3, respectiv Negru Vodă 2 și Negru Vodă 3, au fost grupate în două puncte virtuale de interconectare Isaccea 2, 3, respectiv Negru Vodă 2, 3.

3. Ordinul ANRE nr. 32/2017 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale - Ordinul a avut în vedere următoarele aspecte:

- detalierea etapelor procesului de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- reducerea timpului de realizare și de punere în funcțiune a racordului și/sau stației de reglare măsurare/stației de reglare/stației de măsurare/postului de reglare măsurare/postului de reglare/postului de măsurare;
- prezentarea detaliată a documentelor ce trebuie să însoțească cererea de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- detalierea avizului tehnic de racordare la sistemul de distribuție a gazelor naturale.

4. Ordinul ANRE nr. 82/2017 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale - Actul normativ a avut în vedere:

- detalierea etapelor procesului de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale;
- reducerea timpului de realizare și de punere în funcțiune a racordului și/sau stației de reglare măsurare/stației de reglare/stației de măsurare/postului de reglare măsurare/postului de reglare/postului de măsurare;
- prezentarea detaliată a documentelor ce trebuie să însoțească cererea de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale;

- detalierea avizului tehnic de racordare la sistemul de transport al gazelor naturale.

5. Ordinul ANRE nr. 84/2017 pentru aprobarea Procedurii privind transmiterea către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a informațiilor referitoare la compoziția și presiunile combustibililor gazeți utilizate - Prin acest act normativ s-a urmărit centralizarea informațiilor privind compoziția și specificațiile tipurilor de combustibili gazeți precum și presiunile acestora utilizate pe teritoriul României.

Actul normativ se adresează producătorilor de gaze naturale, operatorilor de înmagazinare a gazelor naturale, operatorilor de transport și de sistem, operatorilor sistemelor de distribuție a gazelor naturale precum și titularilor licențelor de furnizare a biogazului/biometanului, GNL, GNC și GPL și care au obligația de a comunica la ANRE informații cu privire la:

- puterea calorică superioară;
- indicele Wobbe;
- compoziția combustibilului gazos;
- componentele toxice ale combustibilului gazos.

6. Ordinul ANRE nr. 93/2017 privind modificarea și completarea Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor – cadru de valabilitate aferente autorizațiilor aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 98/2015 - Ordinul a avut în vedere următoarele aspecte:

- corelarea dispozițiilor Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale cu prevederile Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 83/2014, cu modificările și completările ulterioare, respectiv cu ale Ordonanței Guvernului nr. 17/2015 privind reglementarea unor măsuri fiscal-bugetare și modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare;
- completarea declarației pe proprie răspundere a reprezentantului legal al operatorului economic, prevăzută în Anexa nr. 1 la *Regulamentul pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale*, pentru conștientizarea operatorilor economici în ceea ce privește asumarea răspunderii asupra lucrărilor executate;
- modificarea lit. a) alin. (7) art. 18 având în vedere prevederile art. 120 alin. (1) lit. b) din Legea nr. 123/2012, care dispun că ANRE poate să refuze acordarea autorizației în caz de reorganizare judiciară;
- clarificarea tipurilor de autorizații pentru instalațiile aferente de producere /stocare biogaz/biometan.

7. Ordinul ANRE nr. 107/2017 privind modificarea Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 34/2013 -
Actul normativ a avut în vedere următoarele aspecte:

- respectarea principiului simetriei, și anume orice modificare și completare a unui act trebuie să urmeze același proces juridic precum actul de bază;
- detaliere a documentelor ce trebuie depuse pentru acordarea autorizației de înființare a fiecărui obiectiv, respectiv pentru:
 - sistemul de distribuție a gazelor naturale este necesară copia contractului de concesiune a serviciului public de distribuție a gazelor naturale;
 - sistemul de distribuție închis sunt necesare copiile documentelor justificative în vederea respectării prevederilor art. 139 din Legea nr. 123/2012;
 - magistrala directă este necesară copia avizului de principiu emis de Comisia tehnică de avizare a studiilor de fezabilitate întocmite în vederea concesionării serviciului de distribuție a gazelor naturale și de emitere a avizelor conforme pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale.

Totodată, în cadrul Direcției generale de reglementări tehnice, licențe, autorizații, au fost elaborate o serie de proiecte de acte normative care au fost supuse procesului de consultare publică în anul 2017, respectiv:

- Regulamentul privind monitorizarea de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a programelor de conformitate stabilite de operatorul de distribuție și de operatorul de înmagazinare a gazelor naturale;
- Modificarea anexei la Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 37/2013 de aprobare a Metodologiei privind elaborarea studiilor de fezabilitate și solicitarea avizului ANRE în vederea inițierii procesului de atribuire a concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale;
- Normele tehnice specifice Sistemului Național de Transport al gazelor naturale – Menținerea sistemelor de protecție catodică a conductelor;
- Ordin privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 60/2016 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la conductele de alimentare din amonte și de abrogare a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 36/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A și a Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 44/2013 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B;

- Ordin privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 82/2017 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea la sistemele de transport al gazelor naturale;
- Ordin pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2017;
- Ordin privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate licenței pentru activitatea de furnizare de gaze naturale și de abrogare a Deciziei președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Gazelor Naturale nr. 1.271/2004 privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței pentru distribuția gazelor naturale, a Condițiilor-cadru de valabilitate a licenței pentru furnizarea gazelor naturale și a Condițiilor-cadru de valabilitate a autorizației de funcționare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale; acest act normativ a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 64/2018;
- Ordinul privind aprobarea Condițiilor-cadru de valabilitate asociate autorizației de înființare a unui nou sistem de distribuție a gazelor naturale.

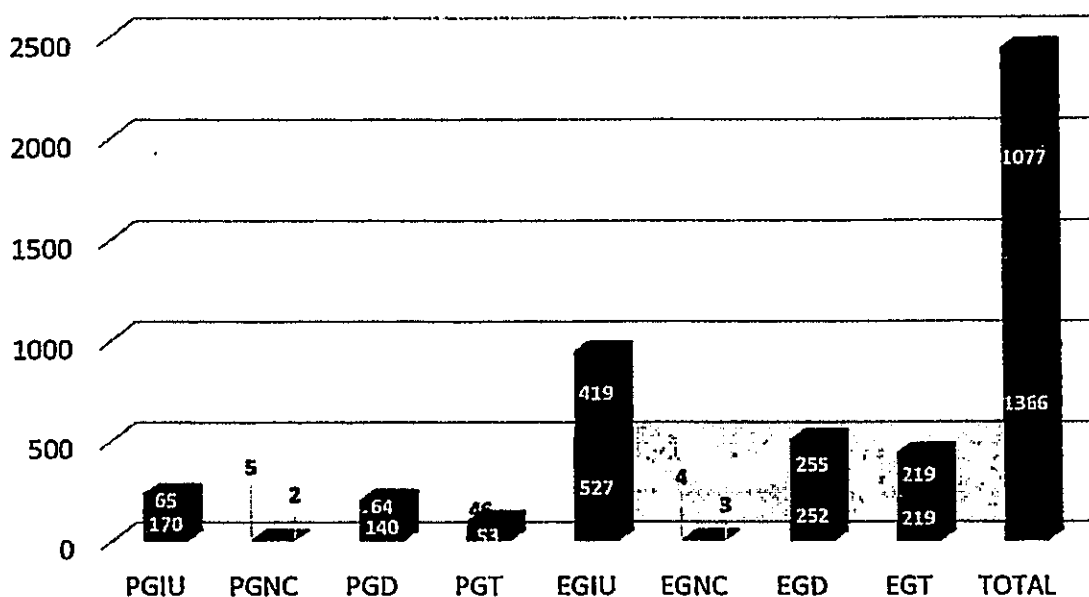
III.4.2 Licențe, autorizații

În cursul anului 2017, ANRE a acordat **autorizații, atestate și licențe** persoanelor fizice și juridice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale, după cum urmează:

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 83/2014, cu modificările și completările ulterioare au fost organizate 2 sesiuni de examen în lunile aprilie și noiembrie 2017. În total, în cadrul celor 2 sesiuni au fost primite, analizate și soluționate cca. 1726 dosare ce cuprind cereri întocmite în vederea dobândirii calității de instalator autorizat în domeniul gazelor naturale pentru un nr. de 2443 autorizații, care sunt prezentate în figura următoare, defalcate pe tipuri de autorizații.

INSTALATORI AUTORIZAȚI ÎN ANUL 2017

■ Admiși ■ Respinși



NOTĂ

Tipurile de autorizații acordate de ANRE sunt:

- Autorizație* tip PGIU - destinată proiectării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- Autorizație* tip PGNC - destinată proiectării instalațiilor aferente activității de producere/stocare gaze naturale comprimate/gaze naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- Autorizație* tip PGD - destinată proiectării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv sisteme distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune precum și a instalațiilor de producere/stocare biogaz/biometan;
- Autorizație* tip PGT - destinată proiectării sistemelor de transport al gazelor naturale, sistemelor de distribuție a gazelor naturale și sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune, conductelor de alimentare din amonte, instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale, instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- Autorizație* tip EGIU - destinată execuției/exploatării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- Autorizație* tip EGNC - destinată execuției/exploatării instalațiilor aferente activității de producere/stocare gaze naturale comprimate/gaze naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;

- g) *Autorizație* tip EGD - destinată execuției/exploatării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, inclusiv sisteme distribuție închise ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune precum și a instalațiilor de producere/stocare biogaz/biometan;
- h) *Autorizație* tip EGT - destinată execuției/exploatării sistemelor de transport al gazelor naturale, sistemelor de distribuție a gazelor naturale și sistemelor de distribuție închise ce funcționează în regim de înaltă presiune, conductelor de alimentare din amonte, instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării gazelor naturale, instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune.

Gradul de promovabilitate la examenele de autorizare a persoanelor fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale organizate în anul 2017 a fost de cca. 55 %.

La data de 31.12.2017 erau în vigoare un număr de 34.161 de autorizații deținute de persoane fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru atestarea verificatorilor de proiecte și a experților tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 22/2013, cu modificările și completările ulterioare, în cursul anului 2017, ANRE a acordat 13 atestate de verificatori de proiecte și 4 atestate de experți tehnici pentru obiectivele/sistemele din sectorul gazelor naturale și a echivalat un atestat de verificator de proiecte.

La data de 31.12.2017 erau în vigoare un număr de 232 de atestate de verificatori de proiecte și un număr de 71 atestate de experți tehnici deținute de persoane fizice care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale.

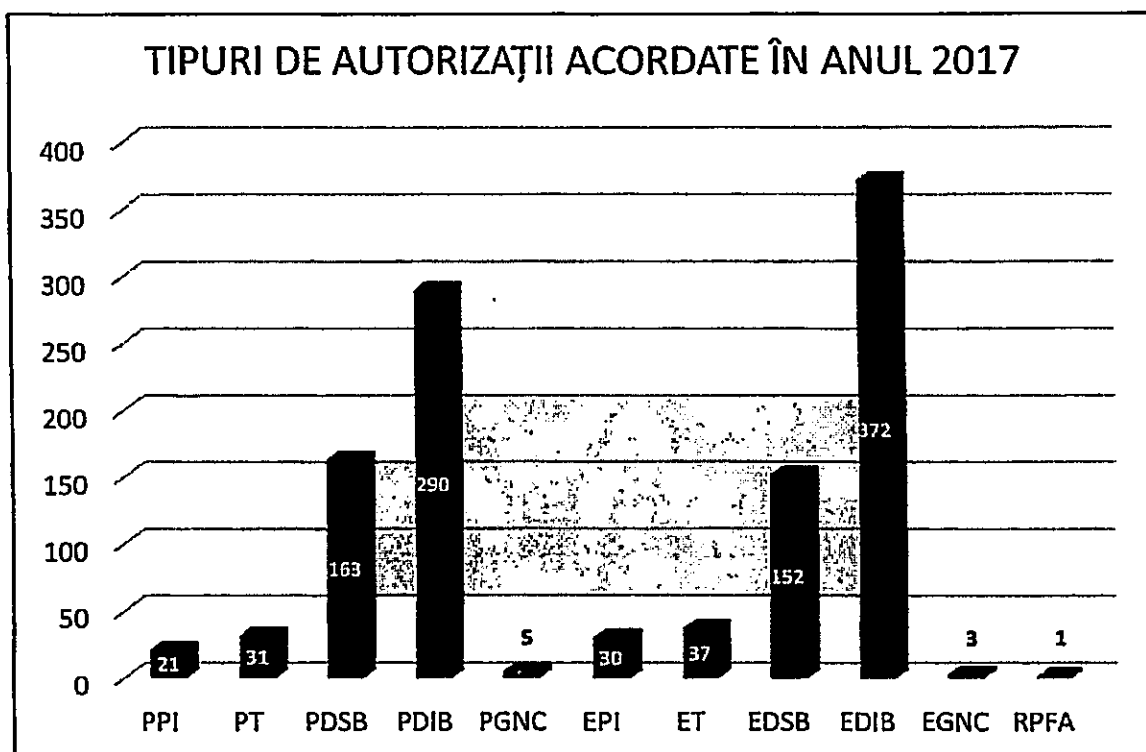
Tipurile de atestate acordate de ANRE sunt: EGd, VGd, EGt, VGt

- a) Atestat EGd – atestat de expert tehnic pentru sisteme de distribuție a gazelor naturale;
- b) Atestat VGd – atestat de verificator de proiecte tehnice aferente sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- c) Atestat EGt – atestat de expert tehnic pentru sisteme de transport gaze naturale;
- d) Atestat VGt – atestat de verificator de proiecte pentru sisteme de transport gaze naturale.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru autorizarea operatorilor economici care desfășoară activități în domeniul gazelor naturale și a condițiilor-cadru de valabilitate aferente autorizațiilor*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 98/2015, cu modificările și completările ulterioare, în cursul anului 2017, au fost autorizați 510 operatori economici pentru a desfășura una sau mai multe dintre activitățile de proiectare, execuție și exploatare în sectorul gazelor naturale, ANRE acordând acestora un număr de 1105 autorizații.

La data de 31.12.2017 erau în vigoare un număr de 2394 de autorizații deținute de un număr de 991 operatori economici care desfășoară activități în sectorul gazelor naturale.

Situația autorizațiilor acordate în anul 2017, defalcată pe tipuri de autorizații (definite pentru activitățile de proiectare, execuție și exploatare a obiectivelor/sistemelor /instalațiilor din domeniul gazelor naturale), este prezentată sintetic în figura și tabelul următor:



NOTĂ

Tipurile de autorizații acordate de ANRE sunt:

- Autorizație* tip PPI - destinată proiectării conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- Autorizație* tip PT – destinată proiectării sistemelor de transport, de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogaz/ biometan ce funcționează în regim de înaltă presiune, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- Autorizație* tip PDSB - destinată proiectării sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogaz/ biometan ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;

- d) *Autorizație* tip PDIB - destinată proiectării instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- e) *Autorizație* tip PGNC – destinată proiectării instalațiilor aferente activității de producere/ stocare a gazelor naturale comprimate/ gazelor naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- f) *Autorizație* tip EPI - destinată execuției conductelor de alimentare din amonte și a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente înmagazinării de gaze naturale;
- g) *Autorizație* tip ET - destinată execuției sistemelor de transport, de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogaz/ biometan ce funcționează în regim de înaltă presiune, precum și a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale ce funcționează în regim de înaltă presiune;
- h) *Autorizație* tip EDSB - destinată execuției sistemelor de distribuție a gazelor naturale, sisteme de distribuție închise, precum și instalații aferente activității de producere/ stocare biogaz/ biometan ce funcționează în regim de medie, redusă și joasă presiune;
- i) *Autorizație* tip EDIB - destinată execuției instalațiilor de utilizare a gazelor naturale având regimul de medie, redusă și joasă presiune;
- j) *Autorizație* tip EGNC – destinată execuției instalațiilor aferente activității de producere/ stocare a gazelor naturale comprimate/ gazelor naturale comprimate pentru vehicule GNC/GNCV;
- k) *Autorizație* tip RPFA - destinată racordării aparatelor consumatoare de combustibili gazoși.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului pentru acordarea autorizațiilor de înființare și a licențelor în sectorul gazelor naturale*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 34/2013, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a acordat operatorilor economici autorizații de înființare și licențe.

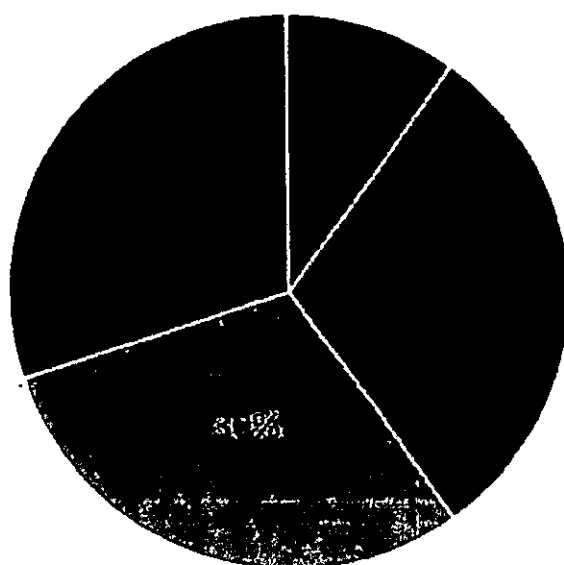
Situația autorizațiilor de înființare și licențelor acordate de ANRE în anul 2017, precum și a autorizațiilor de înființare și licențelor în vigoare la data de 31.12.2017 este prezentată în tabelele și figurile următoare:

Autorizațiile de înființare acordate de ANRE în anul 2017 și cele în vigoare la data de 31.12.2017

Nr.crt	Tipul autorizației	Autorizațiile de înființare acordate în anul 2017	Autorizațiile de înființare în vigoare la data de 31.12.2017
1.	Autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale	1	6
2.	Autorizație de înființare a instalațiilor de producere a biogazului/biometanului	3	-
3.	Autorizație de înființare a instalațiilor de gaz natural comprimat pentru vehicule - GNCV	3	2

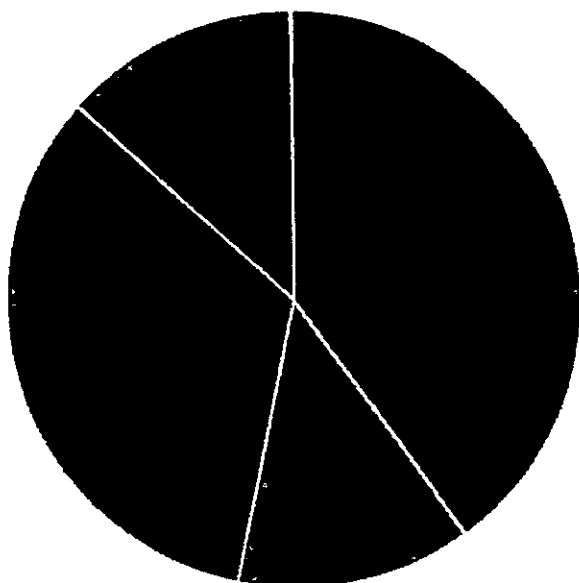
4.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție	3	5
5.	Autorizație de înființare a sistemului de distribuție închis	-	2
TOTAL		10	15

NUMĂR TOTAL DE AUTORIZAȚII DE ÎNFIINȚARE ACORDATE ÎN ANUL 2017



- Autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale
- Autorizație de înființare a instalațiilor de producere a biogazului/biometanului
- Autorizație de înființare a instalațiilor de gaz natural comprimat pentru vehicule - GNCV
- Autorizație de înființare a sistemului de distribuție

NUMĂR TOTAL DE AUTORIZAȚII DE ÎNFIINȚARE ÎN VIGOARE LA DATA DE 31.12.2017

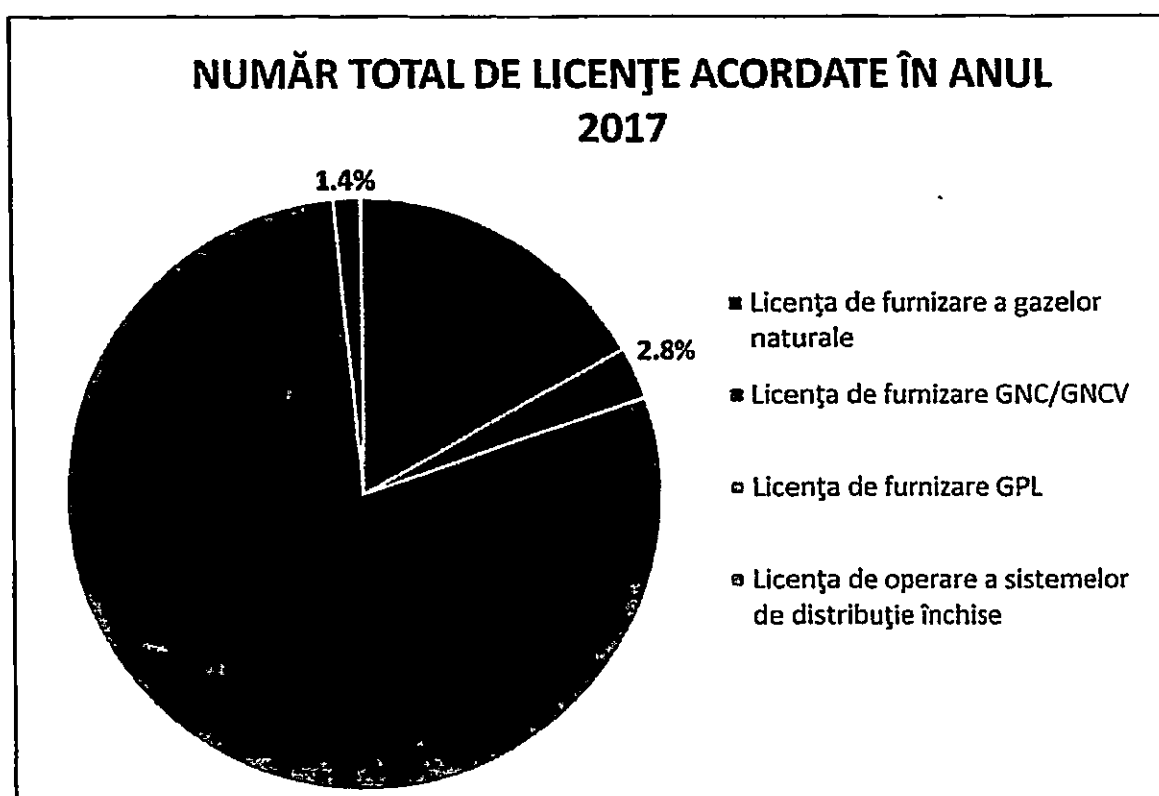


- Autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale
- Autorizație de înființare a instalațiilor de gaz natural comprimat pentru vehicule - GNCV
- Autorizație de înființare a sistemului de distribuție
- Autorizație de înființare a sistemului de distribuție închis

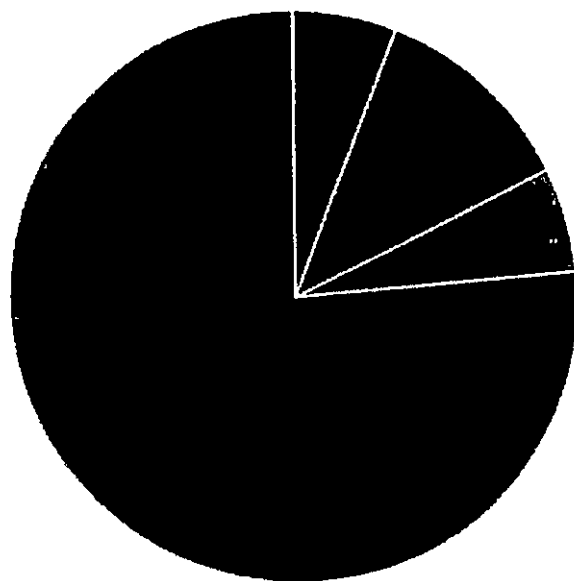
Licențele acordate de ANRE în anul 2017 și cele în vigoare la data de 31.12.2017

Nr. crt.	Tipul licenței	Licențe acordate în anul 2017	Licențe în vigoare la data de 31.12.2017
1.	Licența de administrare a pieței centralizate de gaze naturale	-	2
2.	Licența de furnizare a gazelor naturale	12	133
3.	Licența de furnizare GNC/GNCV	2	7
4.	Licența de furnizare GPL	56	117
5.	Licența de operare a sistemului de înmagazinare subterană a gazelor naturale	-	2
6.	Licența de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale	-	7

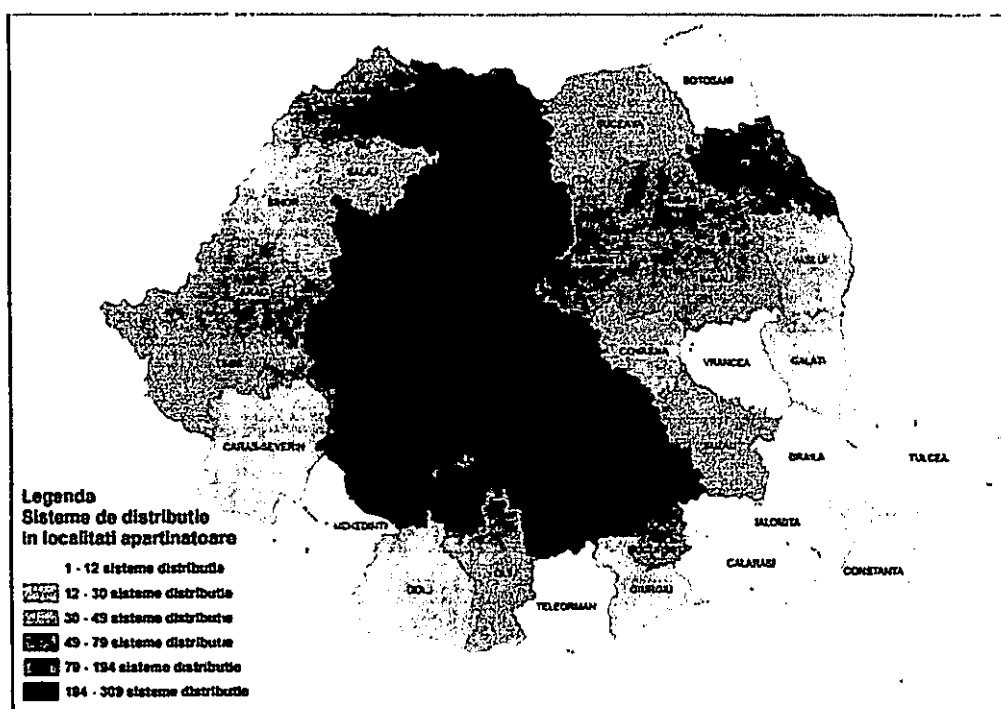
7.	Licența de operare a sistemului de distribuție a gazelor naturale	-	37
8.	Licența de operare a sistemelor de distribuție închise	1	3
9.	Licența de operare a sistemelor de transport al gazelor naturale	-	1
TOTAL		71	309

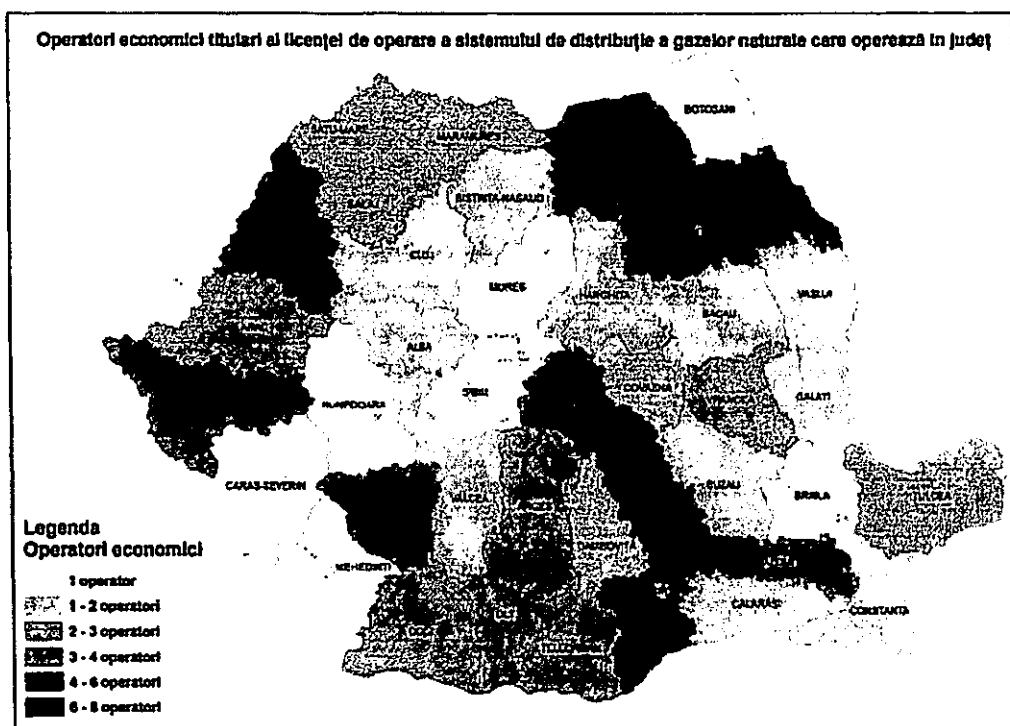


**MODIFICARE AUTORIZAȚII DE ÎNFIINȚARE/LICENȚE APROBATE
ÎN ANUL 2017 CA URMARE A MODIFICĂRII
SEDIULUI/DENUMIRII OPERATORULUI ECONOMIC**



- Modificare autorizație de înființare a conductelor de alimentare din amonte aferente activității de producție a gazelor naturale
- Modificare licență de operare a sistemului de distribuție
- Modificare licență de operare a conductelor de alimentare din amonte aferente producției de gaze naturale
- Modificare licență de furnizare a gazelor naturale





În conformitate cu prevederile *Metodologiei privind elaborarea studiilor de fezabilitate și solicitarea avizului ANRE în vederea inițierii procesului de atribuire a concesiunii serviciului public de distribuție a gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 37/07.06.2013, au fost acordate 17 astfel de avize de principiu din care 10 pentru unități administrativ teritoriale și 7 pentru operatori economici.

În conformitate cu prevederile *Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip A*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 36/07.06.2013, cu modificările și completările ulterioare, au fost acordate 22 avize de principiu.

În conformitate cu prevederile *Procedurii privind alimentarea cu gaze naturale a consumatorului izolat tip B*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 44/27.06.2013, au fost acordate 7 avize de principiu.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de selectare a furnizorilor de formare profesională în sectorul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 45/28.06.2013, cu modificările și completările ulterioare, a fost acordat un aviz de principiu pentru furnizor de formare profesională, în vederea organizării și desfășurării cursurilor de specialitate pentru persoanele fizice/instalatori autorizați care desfășoară activități de proiectare, execuție și exploatare a obiectivelor/sistemelor din sectorul gazelor naturale și a instalațiilor de utilizare în domeniul gazelor naturale.

IV. DEPARTAMENTUL EFICIENȚĂ ENERGETICĂ

IV.1 Eficiență energetică

În cadrul Țintelor naționale *Europa 2020* asumate de România privind *Energia și schimbările climatice* în cadrul Programului Național de Reformă (PNR) 2017, creșterea eficienței energetice este una din cele trei priorități naționale, alături de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea ponderii energiei produse din surse regenerabile în consumul final brut de energie.

Obiectivul național indicativ în materie de eficiență energetică este bazat pe consumul de energie primară. România și-a stabilit ca obiectiv național indicativ în materie de eficiență energetică realizarea unei economii de energie primară de 10 Mtep la nivelul anului 2020, ceea ce reprezintă o reducere de 19% a consumului de energie primară prognozat (52,99 Mtep) prin modelul PRIMES 2007 pentru scenariul realist.

Realizarea acestei ținte presupune ca în anul 2020 consumul de energie primară să fie de 42,99 Mtep, iar consumul final de energie să fie de 30,32 Mtep.

În domeniul eficienței energetice Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei a desfășurat activități specifice privind: aplicarea legislației actuale pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare, autorizarea auditorilor energetici /atestarea managerilor energetici, proiecte finanțate din Programul și Horizon 2020, participarea la grupuri de lucru interne și internaționale.

Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, care modifică Directivele 2009/125/CE și 2010/30/UE și abroga a Directivele 2004/8/CE și 2006/32/CE, a fost transpusă în legislația națională prin **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică**, modificată și completată de prevederile Legii nr. 160/2016.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, în cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, a fost înființat **Departamentul pentru eficiență energetică**, prin **Ordinul ANRE nr. 95/2014, publicat în MO nr. 737/2014**.

Atribuțiile și responsabilitățile principale ale Departamentului pentru eficiență energetică sunt următoarele:

- elaborarea propunerilor de politici și legislație secundară în domeniul eficienței energetice,
- monitorizarea stadiului implementării Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice și a programelor aferente de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel național, precum și a economiilor de energie rezultate în urma prestării de servicii energetice și a altor măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice,
- asigurarea supravegherii pieței de echipamente și aparate pentru care există reglementări specifice privind eficiența energetică și proiectarea ecologică,
- cooperarea cu instituțiile și organismele interne și internaționale în vederea promovării utilizării eficiente a energiei și reducerii impactului negativ asupra mediului,

- elaborarea de norme și reglementări tehnice în scopul creșterii eficienței energetice în toate domeniile de activitate,
- autorizarea auditorilor energetici din industrie și atestarea managerilor energetici,
- punerea la dispoziția publicului și actualizarea periodică a listei cu furnizorii disponibili de servicii energetice care sunt calificați și/sau certificați și a calificărilor și/sau a certificărilor acestora,
- monitorizarea acordurilor voluntare inițiate de autoritățile competente,
- promovarea utilizării surselor regenerabile de energie la consumatori, prin acțiuni complementare activității de reglementare.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 art. 3 lit. e), Departamentul pentru Eficiența Energetică din cadrul ANRE transmite către Guvern, în vederea informării Comisiei Europene, Raportul privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică, întocmit în conformitate cu anexa 11, partea 1. Acesta se publică pe web-site-ul ANRE și al Comisiei Europene.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. 3 alin. (2) lit. b) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE monitorizează stadiul implementării Planului național de acțiune în domeniul eficienței energetice și a programelor aferente de îmbunătățire a eficienței energetice la nivel național, precum și a economiilor de energie rezultate în urma prestării de servicii energetice și a altor măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice. De asemenea, conform prevederilor art. 8 alin. 8 din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE întocmește un raport anual pentru anul anterior până la 30 aprilie 2017, pe baza rapoartelor primite de la instituțiile implicate în implementarea Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, până la 30 martie 2017.

În data de 30.11.2016, în contextul Țintelor *Europa 2030* și *Energy Union*, Comisia Europeană a publicat pachetul de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii* care vizează trei obiective principale:

- Uniunea Europeană să acorde un rol primordial eficienței energetice,
- să devină lider mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și
- să le ofere consumatorilor o soluție echitabilă.

Consumatorii de energie europeni vor dispune, de opțiuni mai bune în materie de furnizori de energie, de acces la instrumente fiabile de comparare a prețurilor la energie, precum și de posibilitatea de a-și produce singuri electricitatea și de a o vinde. O transparență sporită și o mai bună reglementare înseamnă o mai mare implicare pentru societatea civilă în sectorul energetic ca răspuns la semnalele privind prețul. Pachetul legislativ european conține și anumite măsuri menite să îi protejeze pe consumatorii cei mai vulnerabili de energie.

Propunerile legislative „Energie curată pentru toți europenii” vizează eficiența energetică, energia din surse regenerabile, organizarea pieței de energie electrice, securitatea aprovizionării cu energie

electrică, precum și reguli de guvernanță pentru Uniunea energetică. În plus, Comisia propune o nouă cale de urmat pentru proiectarea ecologică, precum și o strategie pentru o mobilitate integrată și automatizată.

Pentru clădiri – sector care însumează 40% din consumul european de energie, prin revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, Comisia Europeană încurajează utilizarea tehnologiilor inovative și inteligente în clădiri; totodată, art. 4 din Directiva de eficiență energetică a fost inserat în revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, care include și măsuri adiționale privind sărăcia energetică. La nivel european, două treimi din clădiri sunt construite înainte de elaborarea standardelor de construcții, iar procentul de renovare este de aproximativ 1 %.

Noile reglementări în clădiri vor diminua sărăcia energetică prin creșterea suportabilității cheltuielilor consumatorilor casnici. Sănătatea populației poate fi îmbunătățită prin clădiri reabilite cu sisteme moderne de încălzire care emit mai puține noxe, iar încălzirea adecvată a locuințelor reduce umezeala.

În ceea ce privește progresele înregistrate în realizarea obiectivelor naționale din Strategia Europa 2020, conform Raportului de țară al României pentru 2018 – SWD(2018) 221 final publicat de Comisia Europeană în data de 07.03.2018, România are rezultate bune în domeniile ratelor de ocupare a forței de muncă, emisiilor naționale de gaze cu efect de seră, energiei din surse regenerabile, eficienței energetice și învățământului terțiar”.

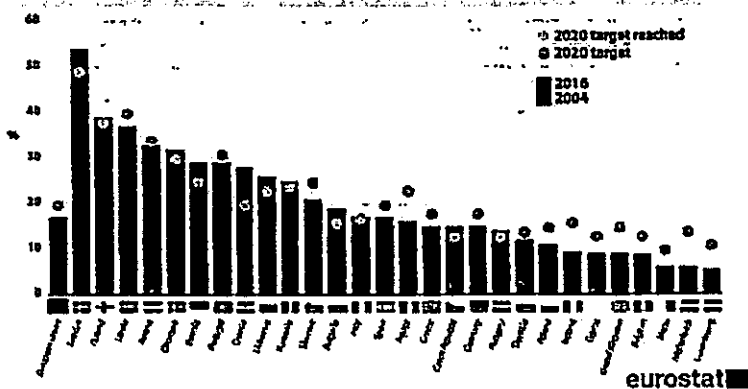
Cu privire la obiectivele pentru 2020 privind eficiența energetică și anume: 43 Mtep (consum de energie primară); 30,3 Mtep (consum final de energie), raportul european precizează următoarele: “Fondurile ESI (Fondurile structurale și de investiții europene) ar trebui să contribuie în continuare la îndeplinirea acestui obiectiv, însă pregătirea și punerea în aplicare a proiectelor în materie de eficiență energetică înregistrează întârzieri semnificative.”

Referitor la ținta României pentru anul 2020 de 24% pondere energie din surse regenerabile în structura de consum, la finele anului 2016 această cifră era depășită, ea fiind de 25 %.

Raportul de țară al României pentru 2018 – SWD(2018) 221 final menționează următoarele: “Cu o pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 25% (Eurostat), România va atinge și chiar va depăși obiectivul stabilit pentru 2020 în ceea ce privește energia din surse regenerabile. Ordonanța de urgență nr. 24/2017 de aprobare a modificărilor la sistemul de promovare a producerii energiei din surse regenerabile a fost adoptată la 30 martie 2017. Astfel, se sprijină promovarea producerii energiei din surse regenerabile în mod sustenabil, asigurând totodată un impact rezonabil asupra consumatorilor. Această abordare oferă stabilitatea și previzibilitatea atât de necesare pentru sectorul energiei din surse regenerabile din România.”

Share of energy from renewable sources in the EU Member States

(in % of gross final energy consumption)



Tabelul C.4: Creșterea verde

Performanța creșterii verzi		2011	2012	2013	2014	2015	2016
La nivel macroeconomic							
Intensitatea energetică	kgpe / €	0,29	0,27	0,24	0,23	0,23	0,21
Intensitatea emisiilor de CO ₂	kg / €	0,99	0,96	0,86	0,83	0,81	-
Intensitatea resurselor (reciproca productivității resurselor)	kg / €	3,51	3,37	3,28	3,25	3,31	3,20
Intensitatea deșeurilor	kg / €	-	1,92	-	1,27	-	-
Balansa comercială energetică	% din PIB	-2,7	-3,0	-1,9	-1,4	-0,9	-0,9
Ponderea energiei în IAPC	%	17,77	12,52	12,45	12,21	12,25	11,94
Diferența dintre valoarea purpă la energie și mijloc	%	1,0	1,3	5,0	0,1	2,8	-1,0
Costul unitar real al energiei	% din valoarea adăugată	24,9	25,6	23,6	22,6	-	-
Raportul dintre taxele de mediu și impozitele salariale	% din PIB	0,18	0,18	0,19	0,22	0,24	-
Taxa de mediu	% din PIB	1,9	2,0	2,0	2,3	2,4	2,3
La nivel sectorial							
Intensitatea energetică a industriei	kgpe / €	0,18	0,20	0,18	0,18	0,17	0,15
Costul unitar real al energiei pentru industria prelucrătoare, cu excepția energiei	% din valoarea adăugată	21,0	22,7	21,7	21,4	-	-
Ponderea industriei energointensive în economie	% din PIB	13,67	11,79	11,59	12,20	12,56	12,77
Prețurile energiei electrice pentru utilizatori industriali medii	€/kWh	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08
Prețurile gazelor naturale pentru utilizatori industriali medii	€/kWh	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Chebelele publice cu C-D pentru energie	% din PIB	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02
Chebelele publice cu C-D pentru protecția mediului	% din PIB	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02
Rata de reciclare a deșeurilor municipale	%	11,7	14,8	13,2	13,1	13,2	-
Ponderea emisiilor de gaze cu efect de seră care fac obiectul ETS*	%	47,0	44,6	38,0	38,2	37,7	35,3
Intensitatea energetică a transporturilor	kgpe / €	0,77	0,58	0,55	0,60	0,53	0,47
Intensitatea emisiilor de CO ₂ în sectorul transporturilor	kg / €	2,07	1,63	1,55	1,70	1,50	-
Siguranța alimentării cu energie							
Dependența de importurile de energie	%	21,6	22,7	18,5	17,1	17,1	22,3
Indicele agregat al concurenței financiare	HHI	16,7	12,4	12,8	14,2	17,8	-
Diversificarea surselor energetice	HHI	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23

IV.1.1 Autorizare, atestare

Activitatea de atestare manageri energetici, autorizare auditori energetici și persoane juridice care montează sau exploatează sisteme de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă în imobile de tip condominiu

Managementul energetic, aplicat într-o societate economică, are ca principal obiectiv asigurarea unui consum judicios și eficient al energiei, în scopul maximizării profitului prin minimizarea costurilor energetice, mărind în acest mod competitivitatea pe piață a societății.

Serviciile de management energetic prezintă o importanță majoră în cadrul unei societăți comerciale în monitorizarea consumurilor energetice și reducerea costurilor aferente acestora prin implementarea unui plan de îmbunătățire a eficienței energetice. Acesta conține măsuri de eficiență energetică care, implementate, conduc la economii de energie măsurabile și au efecte vizibile în scăderea costurilor cu energia.

Acest lucru este posibil fie prin angajarea unui manager energetic atestat de ANRE în cadrul societății respective, fie prin încheierea unui contract de management energetic cu o persoană fizică autorizată (PFA), atestată de către ANRE, sau cu o societate prestatoare de servicii energetice, care are angajat cel puțin un manager energetic atestat de ANRE.

Astfel prin asigurarea unui management energetic eficient, operatorii economici vor beneficia de:

- creșterea eficienței energetice și reducerea consumurilor de energie, în scopul reducerii costurilor,
- responsabilizarea diferitelor compartimente din cadrul societății pe probleme energetice specifice și realizarea unei bune comunicări între compartimente,
- dezvoltarea și utilizarea unui sistem de monitorizare a consumurilor energetice,
- raportarea consumurilor și dezvoltarea unor strategii specifice de optimizare a consumurilor,
- identificarea metodelor de reducere a costurilor printr-un termen scurt de recuperare a investițiilor,
- asigurarea funcționării instalațiilor în parametrii optimi,
- dezvoltarea interesului tuturor angajaților în utilizarea eficientă a energiei și educarea lor prin programe specifice de reducere a pierderilor de energie;
- asigurarea siguranței în alimentare a instalațiilor energetice.

Evaluarea managementului energetic din analiza multor programe de management energetic implementate în diferite sectoare de activitate a demonstrat că:

- se pot obține economii de energie și bănești de 5-15%, în timp foarte scurt, cu costuri minime sau chiar fără costuri, doar prin aplicarea unui management energetic agresiv,
- se pot obține economii de energie și bănești de până la 30%, cu costuri mici și medii, cu o perioadă scurtă de amortizare. Aplicarea unor astfel de măsuri este frecventă,
- prin realizarea unor investiții cu costuri mari în tehnologii și echipamente moderne se pot obține economii de 50-70%, perioadele de amortizare ajungând în aceste cazuri până la 5-6 ani.

Activitatea de autorizare auditori energetici și atestare manageri energetici desfășurată în cadrul SAEFE susține promovarea și dezvoltarea unui sistem care să asigure disponibilitatea unor audituri capabile să evidențiază potențialul de economisire energetic al consumatorului de energie.

Numărul relevant de auditori energetici autorizați anual de SAEFE indică deschiderea pieței de servicii energetice, oferind posibilitatea consumatorilor de energie de a efectua un audit energetic conform prevederilor legale. Prin informațiile privind tipul autorizațiilor și datele de contact ale persoanelor autorizate de SAEFE, disponibile pe site-ul ANRE, este asigurat accesul liber, necondiționat al părților interesate. Criteriile minime transparente și nediscriminatorii pentru auditurile energetice impuse prin Regulamentul de autorizare a auditorilor energetici constituie o premisă pentru elaborarea unor lucrări de calitate care să conducă la identificarea de măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice la consumatorul final și la atingerea țintelor de economii de energie asumate de către România prin Planurile Naționale de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice prin implementarea lor.

De-a lungul procesului de atestare a managerilor energetici, prin discuțiile purtate cu managerii energetici desemnați, a rezultat că cel mai important lucru pentru asigurarea succesului unui program de management energetic este angajarea în realizarea programului a managementului de vârf. Fără această angajare, obiectivele programului nu vor putea fi atinse. Astfel, rolul managerului energetic în angajarea echipei manageriale la realizarea programului este crucial.

Pot exista două situații cu șanse egale de a demara un program de management energetic:

- în prima situație, echipa managerială decide că este necesar un program de management energetic și decide implementarea acestuia. În acest caz, managerul energetic trebuie să reacționeze într-un mod responsabil,
- în a doua situație, angajatul cu responsabilități energetice a decis să convingă echipa managerială de necesitatea implementării unui program de management energetic, fapt ce determină reacționarea în mod agresiv a acestuia.

Cel mai bun mod de a convinge echipa managerială de necesitatea unui program de management energetic este de a prezenta rezultate prin calcule de eficiență energetică și analiză statistică a consumurilor și costurilor.

a) Activitatea de autorizare și atestare

La sfârșitul anului 2017 erau atestați : 441 manageri energetici, 207 auditori energetici persoane fizice, 72 auditori energetici persoane juridice din care 19 auditori energetici PFA, 71 societăți prestatoare de servicii energetice agreate (din care 20 PFA).

În cursul anului 2017 au fost analizate documentații transmise de un număr de 213 solicitanți, din care:

Manageri energetici

- 71 documentații depuse în vederea obținerii atestatului de manager energetic din care: 8 cu specializarea pentru localități și 63 cu specializarea industrie,
- 71 documentații depuse în vederea obținerii atestatului de manager energetic, acceptate,
- documentații societăți de servicii energetice pentru obtinerea acreditării, depuse și 14 acceptate,
- 45 documentații depuse în vederea obținerii prelungirii atestatului de manager energetic.

Auditori energetici

- 39 documentații depuse în vederea obținerii autorizației de auditor energetic, persoană fizică, acceptate,
- 11 documentații depuse în vederea obținerii autorizației de auditor energetic, persoană juridică,
- 29 documentații depuse în vederea obținerii prelungirii autorizației de auditor energetic, persoană fizică,
- 4 documentații depuse în vederea obținerii prelungirii autorizației de auditor energetic, persoană juridică.

Structura autorizațiilor, atestatelor și acreditărilor pentru anul 2017, este prezentată în tabelul de mai jos:

2017	Total	Atestate / Autorizații noi	Prelungiri atestate / autorizații
Manageri energetici	116	71	45
Auditori energetici persoane fizice	68	39	29
Auditori energetici persoane juridice	15	11	4
Societăți prestatoare de servicii energetice acreditate	14	14	-

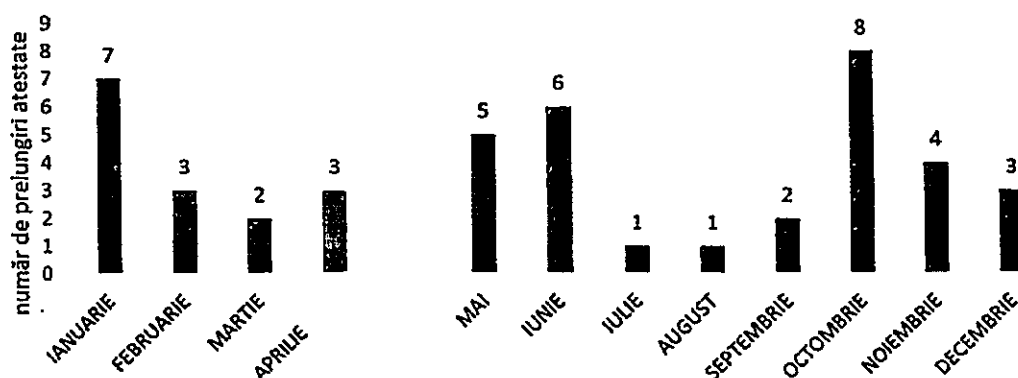
Activități uzuale desfășurate în cursul anului 2017:

- o actualizarea Registrului de evidență al managerilor energetici postat pe site-ul [www.anre.ro](http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/ManagerEF), link <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/ManagerEF>;

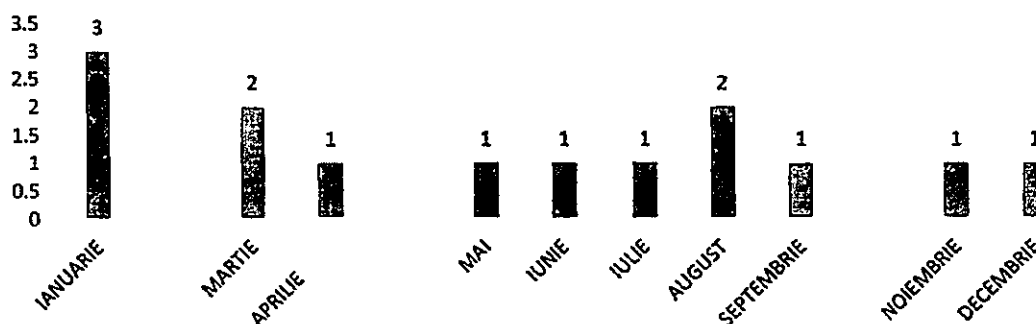
- o actualizarea Registrului de evidență al auditorilor energetici postat pe site-ul [www.anre.ro](http://portal.anre.ro), link <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/AuditoriPJEF>, <http://portal.anre.ro/PublicLists/ListeEficienta/AuditoriPFEF>;
- o actualizarea Registrului de evidență a societăților prestatoare de servicii energetice postat pe site-ul www.anre.ro, link <http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/liste-publice-atestare-auditori-manageri>.

Statistica atestare/autorizare/acreditare pe luni pentru anul 2017, se prezintă astfel:

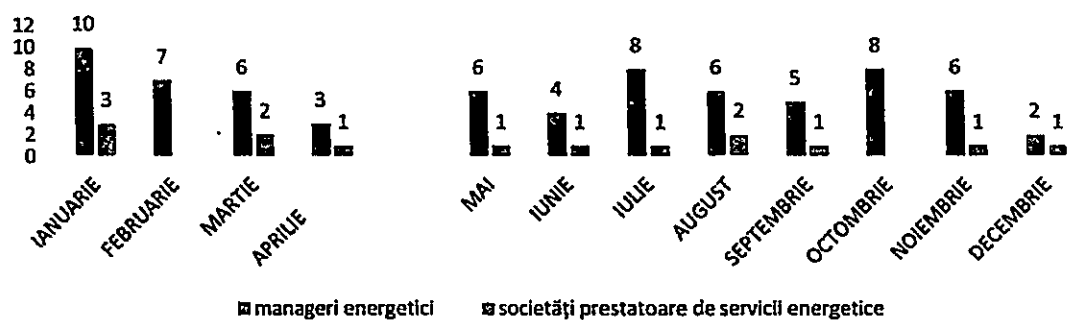
Număr de prelungiri de atestate de manageri energetici 2017



Număr de societăți prestatoare de servicii energetice agreate/autorizate 2017

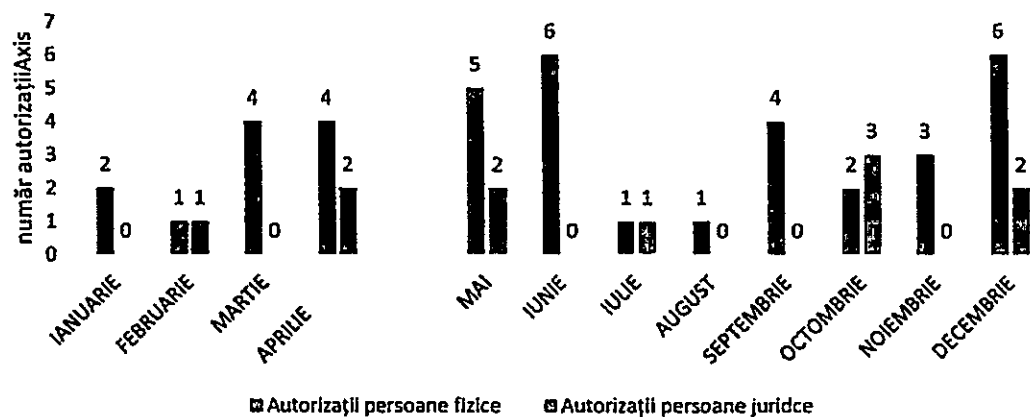


**Atestare manageri energetici și agreare/autorizare societăți
prestatoare de servicii energetice
2017**

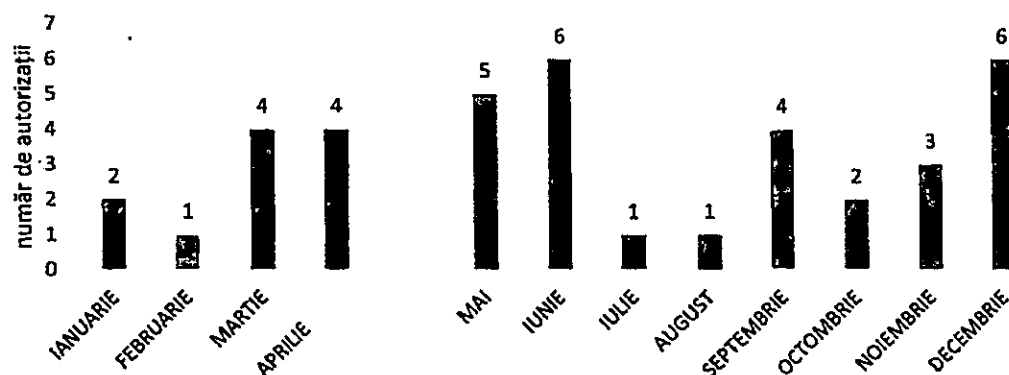


Autorizări auditori energetici

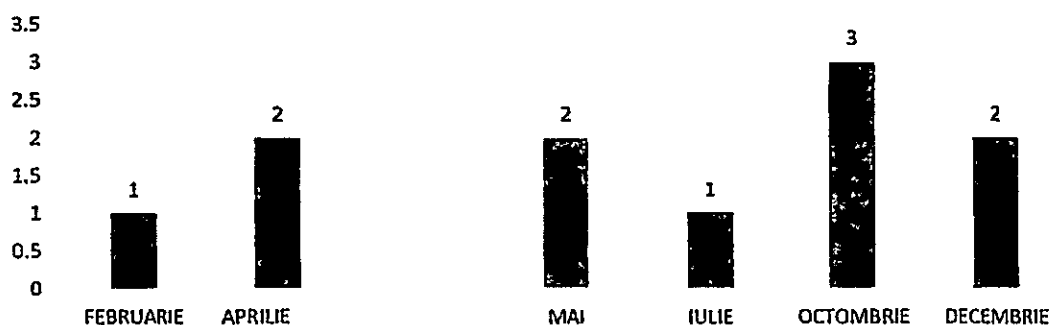
Autorizare auditori energetici, persoane fizice și juridice



Autorizații persoane fizice acordate 2017



Autorizații persoane juridice acordate 2017



b) Sinteza rapoartelor anuale privind activitatea de elaborare a auditurilor energetice realizate în anul 2017

Activitatea auditorilor energetici care își desfășoară activitatea în sectoarele industriei, transporturilor și al serviciilor este reglementată de prevederile Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie aprobat prin Decizia ANRE nr. 2794/2014, modificată și completată prin Decizia ANRE nr.1111/2017 (Regulament).

Conform Regulamentului, auditorii energetici persoane juridice trebuie să transmită Comisiei de autorizare din cadrul ANRE până la data de 30 ianuarie a anului următor celui analizat, Raportul anual privind activitatea de elaborare a auditurilor energetice.

Conținutul și modul de întocmire al raportului sunt prezentate în Anexa nr.12 la Regulamentul din actul normativ amintit mai sus.

Întrucât în anii anteriori au existat observații din partea operatorilor economici referitoare la calitatea nesatisfăcătoare a auditurilor energetice, ANRE a introdus, prin Decizia ANRE nr. 1111/2017, Formulare de apreciere a calității auditurilor energetice.

Practic, operatorii economici evaluează prin intermediul acestor instrumente aspecte referitoare la modul de elaborare al auditului energetic, cum ar fi:

- respectarea criteriilor minime la elaborare (Anexa IV, Legea eficienței energetice nr.121/2014, cu modificările și completările ulterioare),
- relevanța pentru activitatea beneficiarului a măsurilor de eficiență energetică recomandate,
- realizarea unui minim de calcul de eficiență energetică,
- proporționalitatea costului legată de tipul de audit elaborat,
- reprezentativitatea acestuia raportată la consumul energetic al operatorului.

Conform prevederilor Regulamentului, prelungirea autorizațiilor de auditori energetici se va realiza pe baza unui punctaj minim necesar rezultat din formularele de apreciere a calității auditurilor energetice. Formularul include 8 indicatori la care răspunsul poate fi „da” sau „nu” iar notele acordate sunt de la 1 la 10 pentru indicatorii la care răspunsul a fost „da”. Prin realizarea mediei aritmetice a acestor note, rezultă un grad de satisfacție aferent fiecărui contract de audit energetic. Prin cumularea punctajului din fiecare formular rezultă un punctaj total pe baza căruia se acordă prelungirea autorizației de auditor energetic dacă solicitantul a acumulat 10 puncte pentru persoanele fizice și 50 de puncte pentru persoanele juridice. Formularul se completează în 3 exemplare, unul rămâne la beneficiar și două exemplare se returnează operatorului economic, care va transmite un exemplar la ANRE odată cu documentația pentru prelungirea autorizației de auditor energetic persoană juridică (inclusiv PFA). Formularul este depus în copie „conform cu originalul” și de auditorul energetic persoană fizică angajată la auditorul energetic persoană juridică, atunci când depune documentația pentru prelungirea autorizației.

Acordarea unui punctaj pentru auditul energetic de către operatorul economic beneficiar va stimula auditorii energetici să desfășoare activități de calitate, conforme cu normele tehnice în vigoare astfel încât să poată obține punctajul necesar prelungirii autorizației.

Au fost primite și centralizate rapoartele de activitate ale auditorilor energetici, persoane juridice (inclusiv persoane fizice autorizate PFA), privind auditurile energetice elaborate în anul 2017. Toate cele 72 persoane juridice autorizate ca auditori energetici, care erau înregistrate în baza de date a ANRE la 31.12.2017 au transmis Raportul de elaborare a auditurilor energetice pentru anul 2017.

Astfel: 28 persoane juridice (din care 13 PFA) nu au desfășurat activitate de auditare energetică în anul 2017, iar 44 persoane juridice (din care 6 PFA) au realizat audituri energetice

Referitor la calitatea raportărilor menționăm câteva aspecte:

- o **de formă:** multe din raportări nu respectă șablonul transmis spre completare fiind necesare corecții ulterioare: nu sunt respectate ordinele de mărime precizate în tabel, separarea miilor se face prin virgulă și nu prin punct, nu sunt actualizate datele de contact ale echipei de auditori;
- o **de fond:** la o parte din rapoarte nu sunt precizate economiile de energie și/sau costurile investiționale pentru măsurile de eficiență energetică recomandate ori acestea au valori disproporționate raportat la tipul măsurii recomandate sau la valoarea costului estimat pentru implementarea măsurii de eficiență energetică.

Din raportul celor 44 de auditori energetici a rezultat că s-au efectuat audituri energetice la 232 operatori economici, la care s-au identificat un număr de peste 1300 măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, ce produc după implementare economii de energie estimate la 145.086 tep/an, cu o cifră de investiții de cca 1.139.723 mii RON.

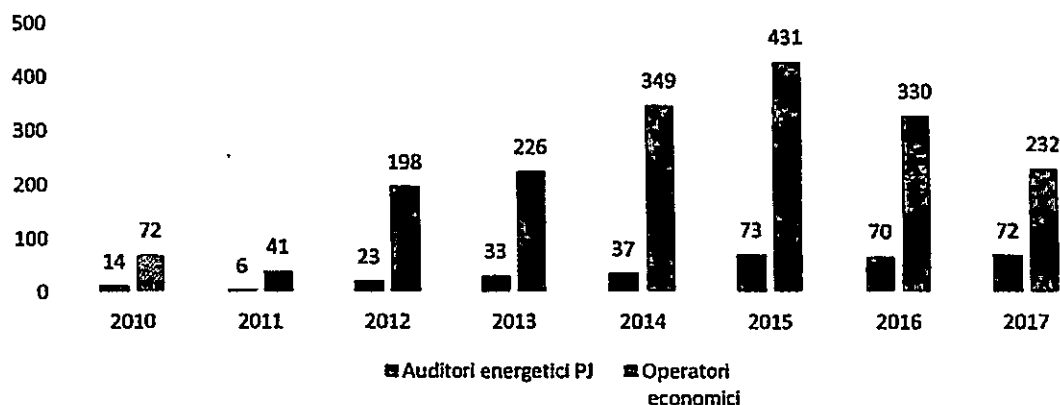
Ca și în anii anteriori, măsurile de eficiență energetică frecvent propuse s-au încadrat în următoarele categorii:

- introducerea acționărilor cu turație variabilă;
- reducerea pierderilor în rețele de aer comprimat;
- compensarea factorului de putere;
- optimizarea arderii la cuptoare;
- optimizare funcționare instalații și fluxuri tehnologice;
- eficientizarea iluminatului în halele de producție;
- reabilitare rețele termice;
- utilizare motoare cu turație variabilă cu convertizoare de frecvență.

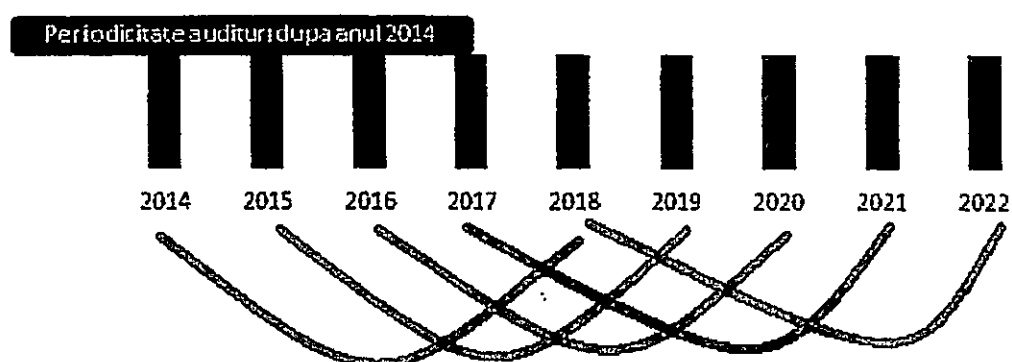
Pentru perioada 2010 – 2017 situația elaborării auditurilor energetice se prezintă astfel:

An	Auditori	Ag economici	Număr de măsuri de eficiență energetică	Economii de energie estimate (tep)	Costuri estimate (mii lei)
2010	14	72	275	176.200	1.628.212
2011	6	41	103	112.171	128.813
2012	23	198	564	406.652	1.791.466
2013	33	226	701	196.705	663.684
2014	37	349	432	26.790	1.160.678
2015	73	431	1118	247.611	750.761
2016	70	330	1286	144.818	2.185.336
2017	72	232	1341	145.086	1.139.723

Evoluția numărului de autorizații acordate auditorilor energetici - persoane juridice și a operatorilor economici care au realizat audituri energetice în perioada 2010-2017



Trendul descrescător al numărului de operatori economici care au elaborat audituri energetice se menține și pentru anul 2017. Explicația constă în aceea că, potrivit prevederilor art. 9 alin. (1) lit. a) din Legea nr.121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, periodicitatea la care se efectuează auditurile energetice este de 4 ani, astfel încât operatorii care au efectuat audituri energetice în anul 2015 au obligația realizării următorului audit energetic în anul 2019 iar cei care au efectuat audituri energetice în anul 2016 îl vor realiza pe următorul în anul 2020 și așa mai departe.

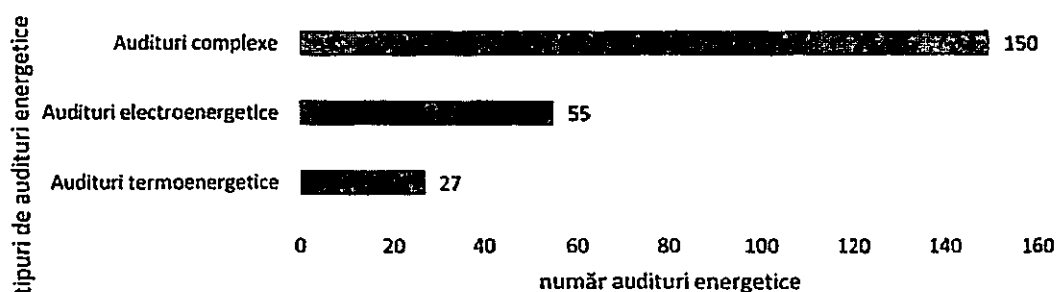


În perioada 2015 - 2017 numărul autorizațiilor de auditori energetici –persoane juridice din baza de date a ANRE s-a menținut în jurul numărului de 70 documente de acest tip.

În anul 2017 un număr de 11 persoane juridice noi au solicitat autorizație nouă.

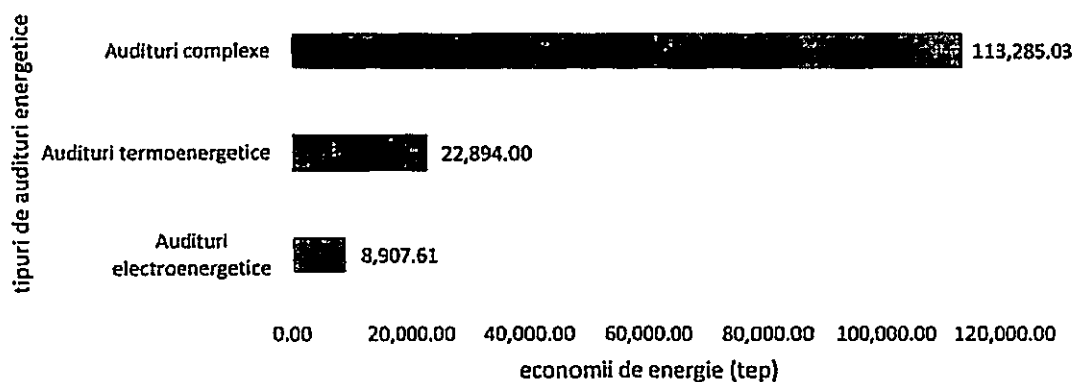
Tipurile de audituri energetice realizate în anul 2017 precum și repartizarea acestora pe sectoare de activitate este prezentată în graficele și tabelele următoare:

Tipuri de audituri energetice elaborate 2017



Operatorii economici au optat și în acest an, în majoritate, pentru elaborarea unor audituri energetice complexe.

Economii de energie, estimate, per tipuri de audituri energetice (tep)

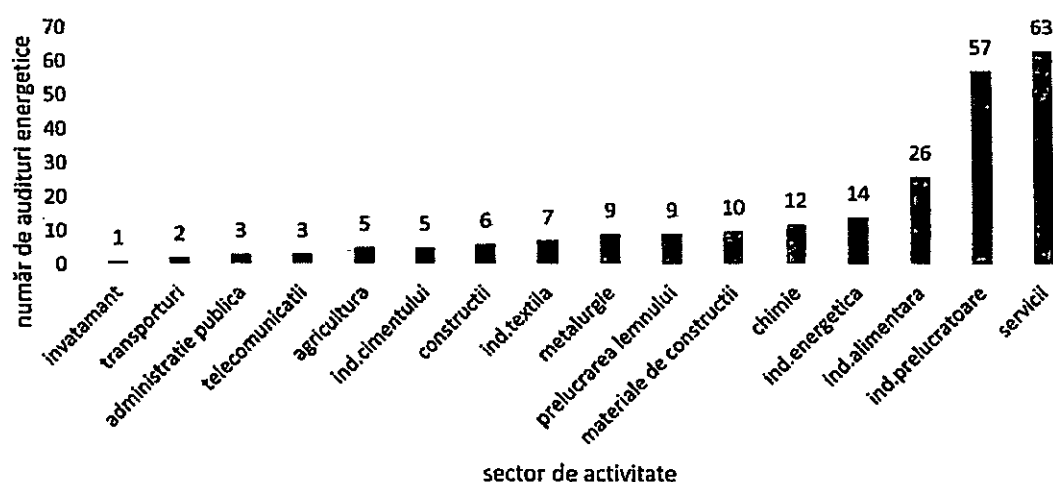


Conform estimărilor auditorilor energetici, implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice complexe ar putea aduce economii de energie cumulate de peste 100.000 tep.

O imagine asupra tipurilor de audituri energetice realizate de persoane fizice autorizate (PFA) sau persoane juridice (PJ), cu prezentarea economiilor de energie estimate, este redată mai jos:

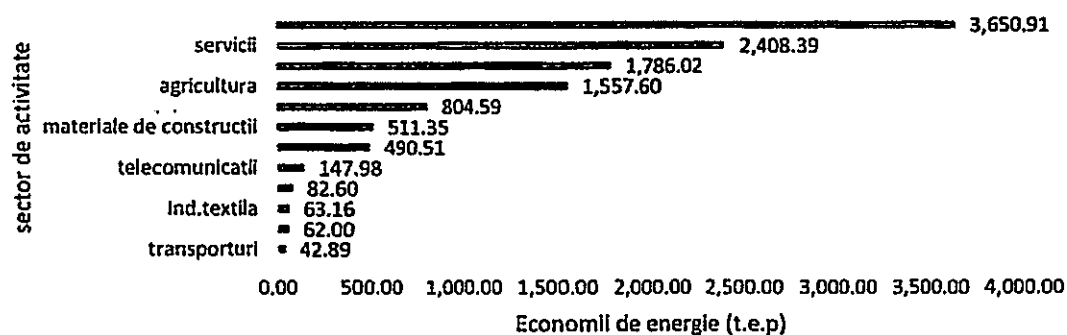
	Număr audituri			Economii de energie estimate (tep)		
	PFA	PJ	TOTAL	PFA	PJ	TOTAL
Audituri termoelectrice	5	22	27	889,21	22.004,79	22.894,00
Audituri electrice	3	52	55	101,04	8.806,57	8.907,61
Audituri complexe	10	140	150	974,39	112.310,64	113.285,03
TOTAL	18	214	232	1.964,64	143.122,00	145.086,64

Număr de audituri energetice realizate per sectoare de activitate

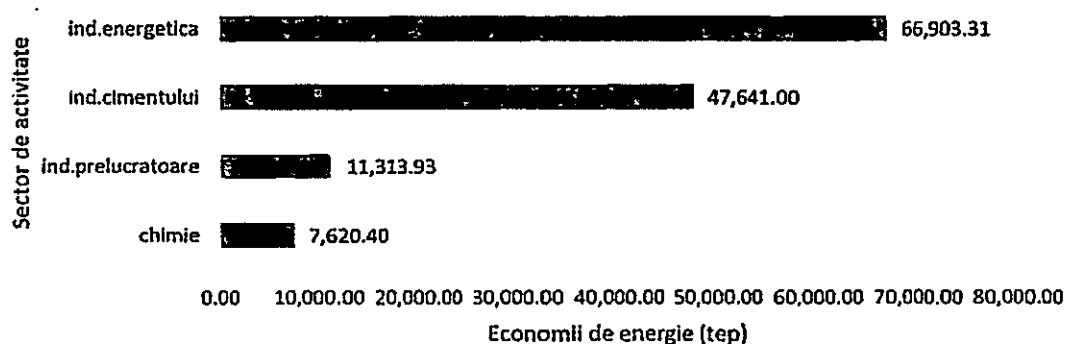


De remarcat sectorul serviciilor unde, în anul 2017, la fel ca și în anul 2016 , a crescut numărul operatorilor economici care s-au conformat prevederilor Legii eficienței energetice nr.121/2014 cu modificările și completările ulterioare, în ceea ce privește realizarea auditului energetic. Potențialul de economisire a energiei în acest sector este destul de mare dacă avem în vedere estimările realizate de auditorii energetici pentru măsurile de eficiență energetică recomandate.

**Economii de energie estimate pentru măsurile de eficiență
energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice per
sectoare de activitate**



**Economii de energie estimate pentru măsurile de eficiență
energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice, per
sectoare de activitate**



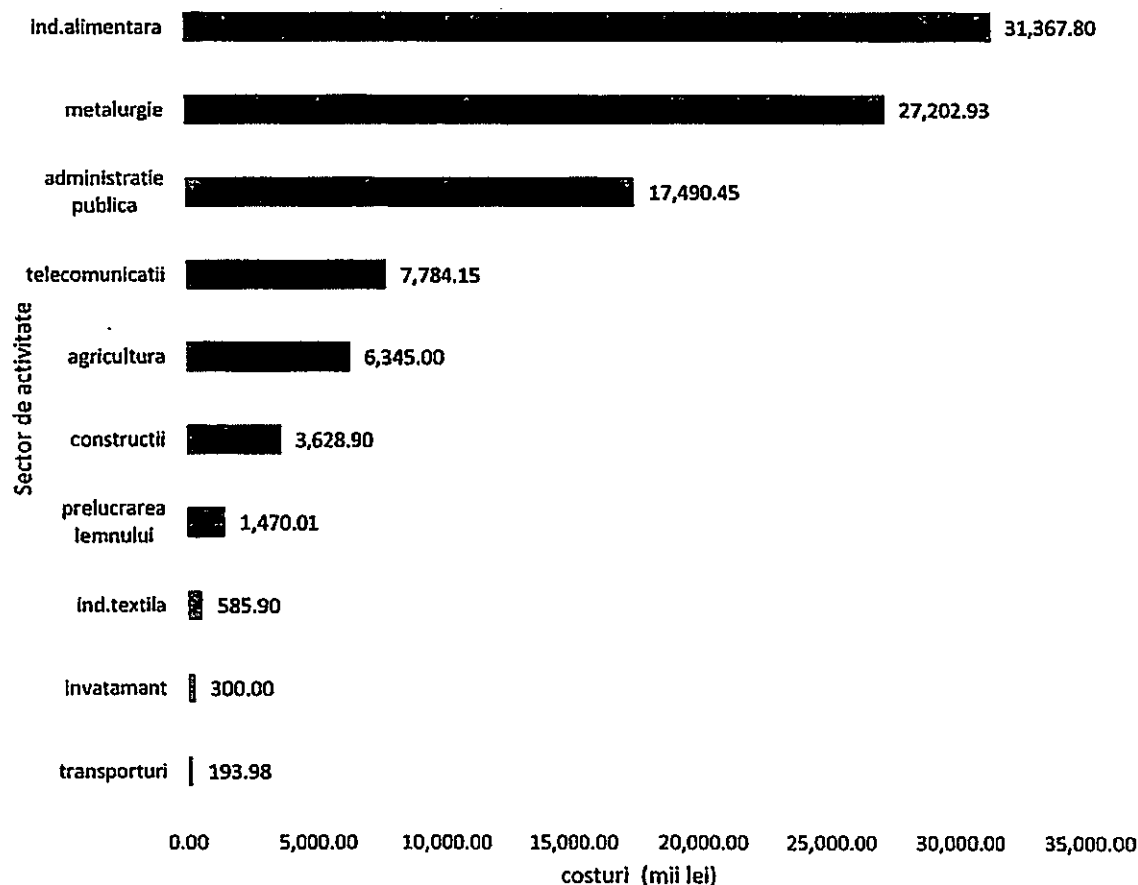
Sectoarele de activitate în care au fost identificate măsuri de eficiență energetică ce ar putea aduce economii de energie substanțiale, peste 10.000 tep, sunt: industria energetică, industria cimentului și industria prelucrătoare. În sectorul chimiei se pot obține de asemenea economii de energie însemnate, conform estimărilor auditorilor energetici.

De menționat că aceste date sunt estimări și reprezintă informații . aferente auditurilor energetice efectuate de un număr de 232 operatori economici.

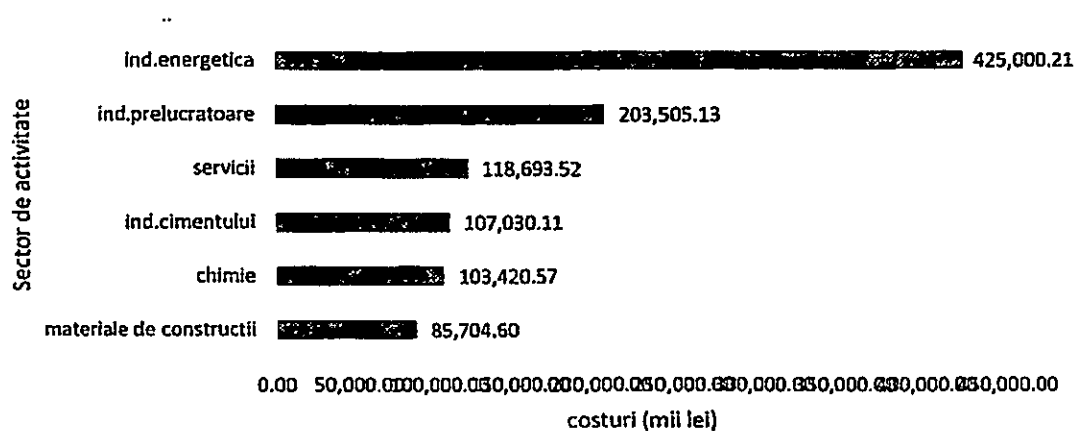
În baza de date a ANRE există un număr de 700 operatori economici cu un consum energetic anual mai mare de 1000 tep și aproximativ 600 operatori economici care înregistrează anual un consum energetic mai mic de 1000 tep. O parte dintre aceștia însă sunt exceptați de la elaborarea auditului energetic pentru că au implementat un sistem de management al energiei și/sau mediului sau sunt în categoria întreprinderilor mici și mijlocii.

Potrivit dispozițiilor art.9 alin.(1) lit.a) ale Legii eficienței energetice nr.121/2014, auditul energetic este obligatoriu pentru toate tipurile de consumatori de energie și stă la baza stabilirii și aplicării măsurilor de eficiență energetică. Programul de măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice trebuie să includă recomandările din auditurile energetice.

Costuri pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice , mii lei (estimări)



**Costuri pentru implementarea măsurilor de eficiență
energetică recomandate în cadrul auditurilor energetice,
mii lei (estimări)**

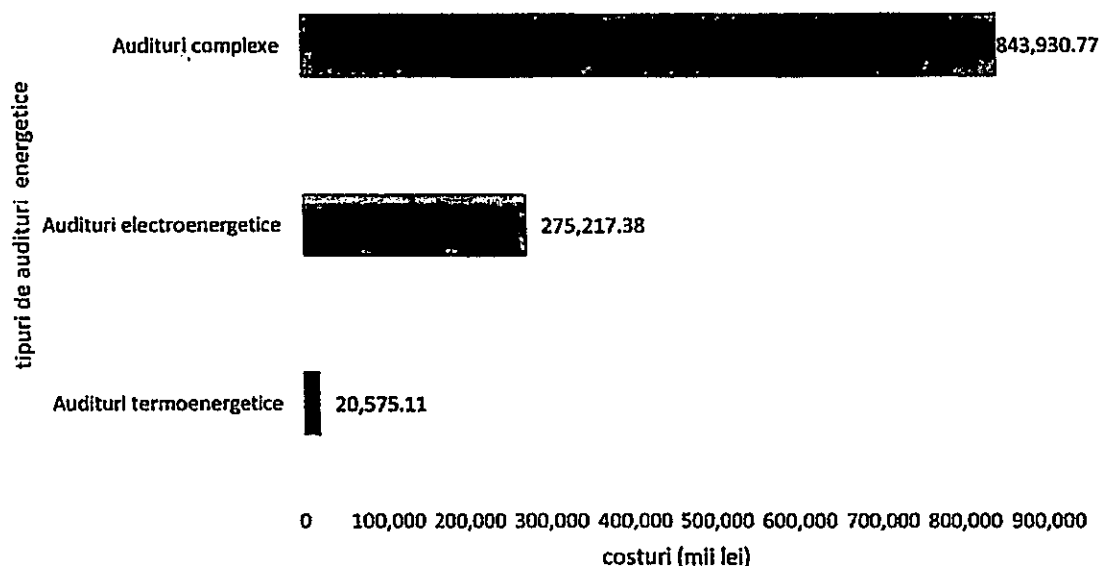


Din datele transmise de auditorii energetici persoane juridice rezultă o estimare a investiției specifice medii de 7.855 lei/tep.

În industria energetică costurile implementării măsurilor de eficiență energetică sunt mari datorită faptului că în cadrul auditurilor energetice au fost recomandate măsuri ce implică pentru implementare valori financiare ridicate , cum ar fi:

- Reabilitare rețele termice
- Achiziție de corpuri de iluminat cu tehnologie de tip LED
- Montare panouri fotovoltaiice
- Instalare unități de microgenerare
- Acționări cu turație variabilă

Costuri pentru implementarea măsurilor de eficiență energetică recomandate, per tipuri de audituri energetice , mii lei (estimări)



Pentru sectoarele de activitate în care au fost identificate măsurile de eficiență energetică ce aduc un aport semnificativ de economii energie, exemplificăm câteva tipuri de măsuri recomandate de auditorii energetici:

- **Industria prelucrătoare:**

- Reducerea pierderilor de energie cauzate de functionarea în gol a utilajelor;
- Implementarea tehnologiei LED la întregul sistem de iluminat;
- Reglarea coeficientului de exces de aer la cazanele de apa caldă;
- Implementare sistem măsură, monitorizare, analiză și control a resurselor energetice;
- Înlocuirea transformatoarelor cu pierderi mari de putere activă cu transformatoare eficiente, cu pierderi mici de putere activă;
- Compensarea factorului de putere.

- **Industria energetică:**

- Reabilitarea și modernizarea rețelelor primare de transport a energiei termice;
- Reabilitarea și modernizarea rețelelor termice secundare prin înlocuirea conductelor termice clasice cu conducte din țevă preizolată;

- Realizarea unui sistem de monitorizare on - line a întregului sistem de termoficare, de detectare a avariilor, de depistare a spargerilor și de eliminare operativă a acestora;
- Montare a dispozitivelor de echilibrare pe conductele de bransament ale instalațiilor interioare;
- Izolarea termică corespunzătoare a circuitelor de abur;
- Optimizare consum de abur industrial;
- Achiziții de motoare electrice performante;
- Înlocuire compresoare cu piston cu compresoare cu șurub;
- Compensarea factorului de putere;
- Înlocuire arzătoare la cazane.
- **Industria cimentului:**
 - Optimizarea funcționării instalației de clicherizare
 - Compensarea factorului de putere;
 - Motoare eficiente energetic, acționate cu turație variabilă cu convertizoare de frecvență;
 - Eliminarea pierderilor în rețeaua de aer comprimat
 - Reglarea coeficientului de exces de aer la cazane.
- **Servicii:**
 - Implementarea tehnologiei LED la sistemul de iluminat corelată cu montarea senzorilor de prezență;
 - Optimizare sistem de management la instalațiile de climatizare;
 - Montare panouri fotovoltaice
 - Instalație de uscare, neutralizare și valorificare termică a nămolului;
 - Reglarea etanșeității ușilor la camerele frigorifice;
 - Montarea de robinete cu cap termostatic pe radiatoare;
 - Montarea de economizoare la nivelul gazelor de ardere de la cazanele de apă caldă.

În ceea ce privește costul auditurilor energetice, conform feed-back-ului primit de la auditori, au rezultat următoarele informații:

1. Prețul unui audit energetic este stabilit, în general, după următoarele criterii:

- a) tehnice:**
- capacitatea energetică a obiectivului analizat (număr de echipamente, caracteristici tehnice ale acestora, nivelul de consum energetic al obiectivului analizat);
 - complexitatea procesului tehnologic;
 - funcție de tipologia produselor (complexitate legată de definirea consumurilor specifice pe categorii/tip de produs);
 - existența unei baze de date privind consumurile energetice
 - tipul și numărul de regimuri de funcționare;
 - număr de puncte de lucru/secții/zone analizate;
 - existența unui sistem de contorizare;

- indicatorii de performanță energetică definiți de beneficiar sau definirea unor indicatori noi.

b) administrative:

- număr de zile în care este necesară deplasarea la respectivul obiectiv, în vederea efectuării măsurătorilor;

- număr de persoane ce urmează a se deplasa;

- cheltuielile aferente deplasării/cazării;

- număr de zile care urmează să fie alocate dezvoltării auditului energetic;

- termenul solicitat de execuție și de predare a documentației finale.

2. O altă variantă de calcul pentru prețul unui audit energetic a fost aplicarea formulei:

$$P = 6000 + 0,9 \times C + D,$$

unde: P – preț audit;

C – consum anual de energie al beneficiarului;

D – cheltuieli de deplasare.

3. Prețul comunicat de auditorii energetici variază între:

1.000 - 13.5000 lei pentru un preț minim;

3.200 - 45.000 lei pentru un preț mediu;

60.000 - 120.000 lei pentru un preț maxim.

4. Alte mecanisme de stabilire a prețului:

o Negociere direct;

o 1-3 lei/tep;

o Valoare stabilită pe fiecare sector de activitate/ecipamente, instalații analizate;

o Valoare în funcție de consumul energetic;

o În funcție de consumul anual (mai mic de 1.000 tep) și forme de energie consumate/utilizate – prețul este cuprins între 18.000 Lei – 28.000 lei, fără TVA;

o În funcție de consumul anual (mai mare 1.000 tep) și forme de energie consumate/utilizate – prețul este cuprins între 20.000 Lei – 30.000 lei, fara TVA;

o Costuri medii specifice:

a) Cost mediu specific raportat la consumul energetic evaluat = 0,024 euro/MWh consum energetic.

b) Cost mediu specific raportat la economia de energie identificată = 0,39 euro/MWh economisiți.

c) Cost mediu specific raportat la potențialul de cost economie identificat = 0,09 euro / 1 euro economie identificat.

d) Cost mediu al soluțiilor identificate = 180 euro/MWh economisit.

o costul AE (auditului energetic) poate sa fie în general sub 0,5% din costul energetic anual al beneficiarului

c) Sinteza rapoartelor privind contractele de management energetic încheiate în anul 2017 de către societățile prestatoare de servicii energetice

Activitatea societăților prestatoare de servicii energetice este reglementată de prevederile Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agrearea/autorizarea societăților prestatoare de servicii energetice aprobat prin Decizia ANRE nr. 2794/2014, modificată și completată prin Decizia ANRE nr. 1111/2017 (Regulament).

Potrivit prevederilor art. 27 ale Regulamentului, managerii energetici atestați care au încheiat contracte de management energetic în calitate de PFA precum și societățile, care au obținut autorizația de societăți prestatoare de servicii energetice, au obligația de a transmite la ANRE-DEFE, până la data de 30 ianuarie a anului următor, un raport referitor la contractele de management energetic încheiate în anul anterior, întocmit conform modelului prevăzut în Regulament.

Raportul referitor la contractele de management energetic se transmite pe suport de hârtie și în format electronic și trebuie să fie însoțit de formularele de apreciere a activității privind managementul energetic desfășurate de societatea prestatoare de servicii energetice cu care operatorii economici încheie contracte de management energetic.

Formularul de apreciere a activității de management energetic desfășurată de societățile prestatoare de servicii energetice este completat în 3 exemplare de beneficiarul contractului, din care un exemplar se transmite la ANRE împreună cu raportul anual transmis de societatea prestatoare de servicii energetice. Formularul menționat mai sus include 6 indicatori notați cu puncte de la 1 la 10 (nota 1- punctaj minim, nota 10- punctaj maxim) fiind un feed-back primit din partea operatorilor economici și permițând ANRE să evalueze modul în care se derulează activitățile de management energetic. Indicatorii incluși în formular privesc următoarele aspecte:

- o modul de gestionare a sistemului de evidență și monitorizare a consumurilor energetice,
- o modul în care s-au efectuat raportările către ANRE (respectare termene și mod de întocmire documente),
- o analiza evoluției consumurilor de energie, evoluția consumurilor specifice, oportunitatea implementării unor măsuri/proiecte de eficiență energetică, achiziția unor echipamente eficiente energetic,
- o analiza stadiului de realizare a programului de măsuri de eficiență energetică și monitorizarea implementării măsurilor de eficiență energetică incluse în acesta,
- o participare la întocmirea caietului de sarcini și respectiv recepția lucrării de audit energetic,
- o consultanță privind modul de aplicare a legislației și reglementărilor în vigoare privind eficiența energetică.

Calculând media aritmetică a notelor acordate fiecărui indicator, rezultă un grad de satisfacție aferent contractului de management energetic. Acest indicator va permite ANRE să aprecieze oportunitatea elaborării unor reglementări sau completării celor existente, astfel încât, prin activitățile de management

energetic desfășurate de aceste societăți să se obțină exploatarea în mod optim a potențialului de economisire a energiei.

Prin contractele încheiate cu societățile prestatoare de servicii energetice, operatorii economici externalizează practic activitatea de management energetic. Formularele descrise mai sus asigură respectarea unui nivel de calitate pentru acest tip de activitate.

De menționat este faptul că, în perioada 2014- august 2017, societățile prestatoare de servicii energetice erau doar agreeate pentru desfășurarea activității de management energetic.

Conform Regulamentului, noțiunea de "agreement" este definită ca activitatea prin care, în urma verificării documentațiilor solicitanților, se confirmă că societățile prestatoare de servicii energetice respectă prevederile Regulamentului, în scopul încheierii contractelor de management energetic, și se postează pe site-ul www.anre.ro datele de contact ale societății prestatoare de servicii energetice în Registrul de evidență al societăților prestatoare de servicii energetice.

Prin Decizia ANRE nr. 1111/2017 a fost introdusă noțiunea "agreement/autorizare" pentru societățile prestatoare de servicii energetice care încheie contracte de management energetic cu operatorii economici ce înregistrează anual un consum de energie mai mare de 1000 tep (documentație necesară, procedură și tarif de agreement/autorizare). Conform dispozițiilor tranzitorii ale acestei decizii, în termen de șase luni de la data intrării în vigoare a reglementării, pentru societățile prestatoare de servicii energetice agreeate, ANRE-DEFE emite autorizația în conformitate cu prevederile Deciziei șefului Departamentului pentru eficiență energetică nr. 2794/2014 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea managerilor energetici și agreearea societăților prestatoare de servicii energetice și a Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie, astfel cum a fost modificată și completată prin prezenta decizie.

Societățile prestatoare de servicii energetice agreeate, care au dorit să desfășoare activități de management energetic după intrarea în vigoare a acestei decizii, au transmis o solicitare în acest sens la ANRE-DEFE. În lipsa acestei solicitări, datele de contact ale societății prestatoare de servicii energetice agreeate au fost eliminate din Registrul de evidență al societăților prestatoare de servicii energetice, publicat pe pagina de internet a ANRE.

La sfârșitul anului 2017, erau înregistrate în baza de date a Departamentului pentru eficiență energetică un număr de 51 societăți prestatoare de servicii energetice (SPSE) și 20 persoane fizice autorizate (PFA) abilitate să încheie contracte de management energetic.

În anul 2017, până la publicarea în Monitorul Oficial a modificării Regulamentului au fost agreeate un număr de 9 SPSE, iar un număr de 5 SPSE au primit autorizație după modificarea acestuia.

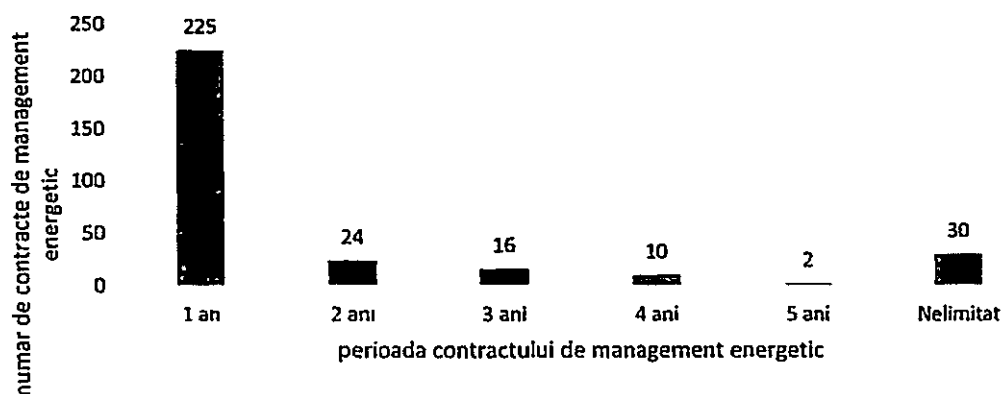
Din cele 51 persoane juridice agreeate să presteze servicii de management energetic, 11 societăți nu au încheiat contracte de management energetic iar din cele 22 PFA, 5 persoane nu au încheiat contracte de management energetic.

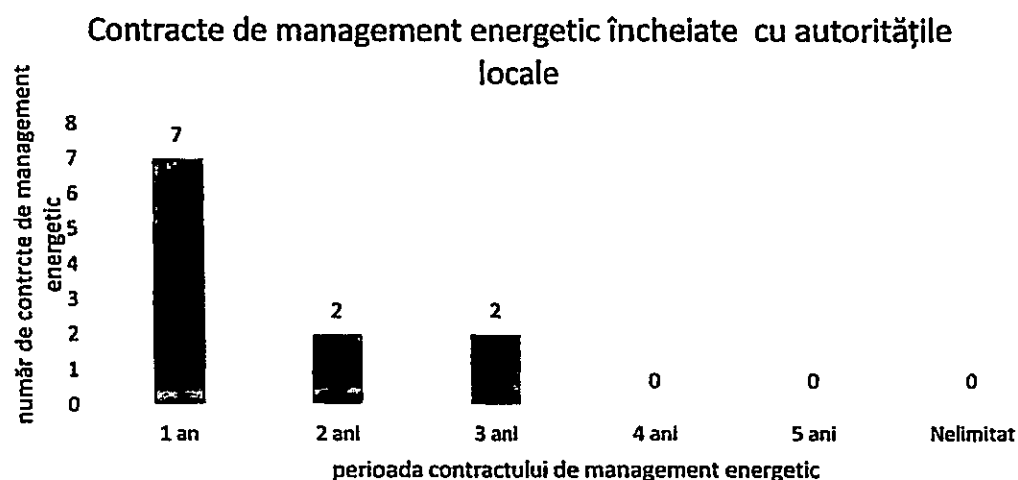
Sinteza informațiilor rezultate din rapoartele transmise de cele 40 SPSE și 17 PFA este prezentată mai jos:

Numărul de contracte încheiate de societățile prestatoare de servicii energetice și de către PFA este prezentat în tabelul de mai jos, în funcție de perioada pentru care a fost încheiat contractul și de tipul prestatorului de servicii:

	Număr total de contracte/ categorie	Număr de contracte încheiate în funcție de perioada pentru care a fost încheiat contractul					
		1 an	2 ani	3 ani	4 ani	5 ani	Nelimitat
SPSE industrie	206	153	20	14	10	2	7
PFA industrie	101	72	4	2	-	-	23
Total contracte încheiate în sectorul industrial	307	225	24	16	10	2	30
SPSE localități	8	6	2	-	-	-	-
PFA localități	3	1	-	2	-	-	-
Total contracte încheiate pentru localități	11	7	2	2	-	-	-
Total contracte de management energetic încheiate	318	232	26	18	10	2	30

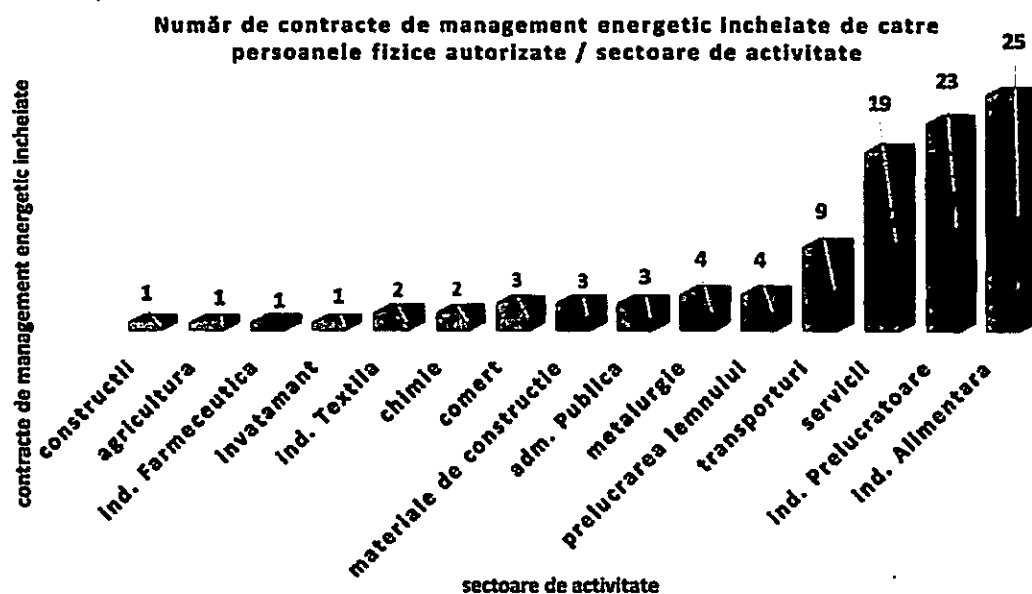
Contracte de management energetic încheiate în sectorul industrial



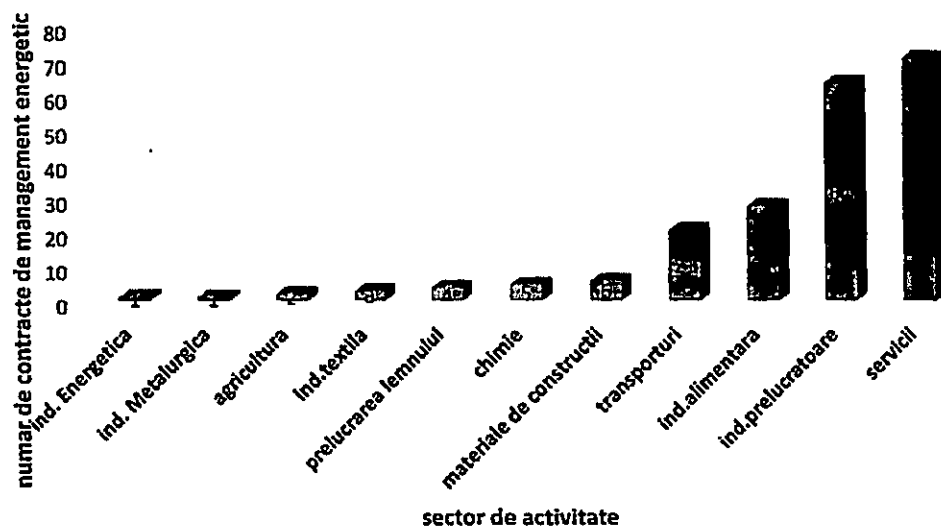


Din cele 307 contracte de management energetic încheiate în industrie, aproximativ 1% au ca beneficiari operatori economici care înregistrează anual un consum energetic sub 1000 tepdeși legea nu stabilește această responsabilitate pentru aceștia.

Restul de 99 % sunt contracte de management energetic încheiate de operatori economici care înregistrează anual un consum energetic mai mare de 1000 tep.



Număr de contracte de management energetic încheiate de către societățile prestatoare de servicii energetice / sectoare de activitate



Sector de activitate	SPSE		PFA		SPSE+PFA	
	economii de energie estimate (tep)	economii de energie realizate (tep)	economii de energie estimate (tep)	economii de energie realizate (tep)	economii de energie estimate (tep)	economii de energie realizate (tep)
agricultura	0,02	0,02	180	45	180,02	45,02
ind.energetică	0,2	0,2			0,2	0,2
ind.metalurgică	42,24	27,6	1.074,89	40,67	1.117,13	68,27
constructii	65,92	0	31	108	96,92	108
prelucrare lemn	104,63	353,48	2.833,41	1.670,91	2.938,04	2.024,39
ind.textila	311,86	174,15	83,9	57,9	395,76	232,05
ind.chimica	647,33	900,33	168,31	151,2	815,64	1.051,53
materiale de constructii	2.036,62	1.983,62	1.782,69	673,91	3.819,31	2.657,53
ind.alimentara	3.826,16	6.683,3	1.810,39	644,27	5.636,55	7.327,57
transporturi	5.773,08	5.105,08	257,5	1.069,5	6.030,58	6.174,58
ind.prelucratoare	8.929,01	6.708,98	8.616,52	1.396,57	17.545,53	8.105,55

servicii	16.796,17	5.362,77	2.231,1	644,37	19.027,27	6.007,14
invatamant			13,3	34	13,3	34
TOTAL	38.533,24	27.299,53	19.083,01	6.536,3	57.616,25	33.835,83

Prestator de servicii energetice	Număr de contracte de management energetic	Consum anual, total de energie suspus analizelor energetice	Economii de energie estimate (tep/an)	Potențial estimat de economisire a energiei (%)
PFA	101	415.313,22	19.083,01	4,59
SPSE	206	1.519.783,04	38.533,24	2,53
PFA+SPSE	307	1.935.096,26	57.616,25	2,97

Conform rapoartelor privind contractele de management energetic transmise de societățile prestatoare de servicii energetice agreeate/autorizate și de către managerii energetici PFA, prin implementarea măsurilor de eficiență energetică propuse de aceștia s-ar obține economii de energie de 57.616,25 tep/an. Raportând această valoare la consumul energetic anual al celor 307 operatori economici (1.935.096,26 tep) rezultă un potențial estimat de economisire a energiei de 2,97% la operatorii economici care au externalizat serviciul de management energetic.

Societățile prestatoare de servicii energetice și PFA au raportat, de asemenea, că în urma implementării măsurilor de eficiență energetică din cadrul programelor de îmbunătățire a eficienței energetice, au fost realizate economii de energie în valoare de 33.835,83 tep. Reiterăm faptul că aceste economii de energie sunt raportate pentru cei 307 operatori economici care au externalizat serviciul de management energetic.

d) Activitatea de autorizare a persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum, în imobile de tip condominiu

Obligativitatea montării și exploatării sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă în imobile de tip condominiu, la nivelul fiecărui apartament, până la sfârșitul lunii decembrie 2016, a fost introdusă în august 2014 în temeiul Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică.

Conform prevederilor Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, "în imobilele de tip condominiu racordate la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică este obligatorie montarea contoarelor până la 31 decembrie 2016, pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire/răcire și apă caldă la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu

altă destinație". Totuși, dacă folosirea contoarelor individuale nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau nu este eficientă din punct de vedere financiar, legea prevede obligativitatea montării repartitoarelor individuale de costuri "pe toate corpurile de încălzire din fiecare unitate imobiliară în parte".

Având în vedere prevederile art. 13 alin. (4) din Legea serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art. V alin. (4) din Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare coroborate cu prevederile art. 14 din Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare; în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit.c) și alin. (5) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, Departamentul pentru eficiență energetică DEFE din cadrul ANRE a propus în luna aprilie 2017 spre consultare publică proiectul de Regulament pentru autorizarea persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu.

Conform prevederilor art. V alin. (4) din Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare coroborate cu prevederile art. 14 din Legea serviciului public de alimentare cu energie termică nr. 325/2006, cu modificările ulterioare, activitatea de autorizare a persoanelor juridice care montează și exploatează sisteme de repartizare a costurilor în imobile tip condominiu a fost preluată de către DEFE- ANRE.

Până la data intrării în vigoare a Legii nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare, această activitate a fost desfășurată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Serviciilor Comunitare de Utilități Publice (ANRSC) conform prevederilor Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare pentru Serviciile Publice de Gospodărie Comunală nr. 259/2004 pentru aprobarea Normelor privind autorizarea în domeniul montării și exploatării sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, cu modificările și completările ulterioare.

În acest sens s-a impus elaborarea unui Regulament de autorizare a persoanelor juridice care montează și exploatează sisteme de repartizare a costurilor în imobile tip condominiu care să fie adaptat procedurilor ANRE și care să fie în concordanță cu modificările aduse de Legea nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, cu completările ulterioare, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 53/2017.

Prin elaborarea acestui Regulament a fost urmărită stabilirea de către ANRE a următoarelor aspecte:

a) condițiile pentru eliberarea, prelungirea, modificarea, suspendarea, retragerea sau eliberarea duplicatului următoarelor tipuri de autorizație :

(i) tip I - pentru desfășurarea activității de montare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire;

(ii) tip II - pentru desfășurarea activității de exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire;

(iii) tip III - pentru desfășurarea activității de montare a contoarelor de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri;

(iv) tip IV - pentru desfășurarea activității de exploatare a contoarelor de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri.

b) procedura de solicitare și eliberare a tipurilor de autorizație prevăzute la lit. a);

c) procedura de prelungire, modificare, suspendare sau retragere a tipurilor de autorizație prevăzute la lit. a).

Prevederile regulamentului se aplică:

a) persoanelor juridice, române și străine care solicită autorizarea pentru desfășurarea activității de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, pe teritoriul României, cu respectarea legilor și normelor în vigoare;

b) persoanelor juridice, române și străine care în baza autorizațiilor obținute desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu.

Regulamentul include, de asemenea, prevederi referitoare la:

a) documentația care trebuie depusă de solicitanți pentru obținerea fiecărui tip de autorizație amintit;

b) procedura de autorizare;

c) modalitatea de plată a tarifului de autorizare;

d) documentația și procedura aferentă prelungirii, modificării, eliberării duplicatelor autorizațiilor;

e) situațiile în care se suspendă și/sau retrag autorizațiile;

f) condițiile de valabilitate pentru fiecare tip de autorizație;

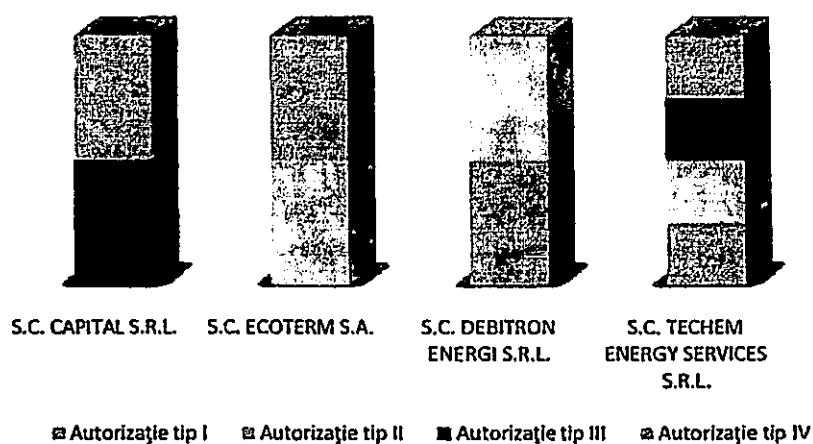
g) dispoziții finale.

Activitatea de autorizare persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu susține eficientizarea consumului de energie termică și dezvoltarea pieței de servicii energetice privind repartizarea costurilor.

Astfel, în anul 2017, au fost autorizate un număr de 4 societăți, iar o societate și-a solicitat retragerea autorizațiilor emise, după cum urmează:

Persoane juridice	Autorizație tip I	Autorizație tip II	Autorizație tip III	Autorizație tip IV
S.C. CAPITAL S.R.L.			X	X
S.C. ECOTERM S.A.		X		X
S.C. DEBITRON ENERGI S.R.L.	X	X		
S.C. TECHEM ENERGY SERVICES S.R.L.	X	X	X	X

Autorizații acordate în 2017



De asemenea, Serviciul Autorizare Eficiență Energetică a actualizat Registrul de evidență al persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, registru publicat pe site-ul ANRE în secțiunea Eficiență Energetică/Informații de interes public.

IV.1.2 Monitorizarea marilor consumatori finali de energie și a programelor de eficiență energetică

Trebuie precizat faptul că datele referitoare la consumatorii finali de energie au ca referință anul 2016, deoarece declarațiile de consum și chestionarele de analiză energetică au ca termen de transmitere până la 30.04 a anului următor, ceea ce înseamnă că, până la 30.04.2017, s-au primit consumurile pentru 2016, iar anul acesta, până la 30.04.2018, se vor primi consumurile pentru 2017.

1. Monitorizarea operatorilor economici a fost realizată pe trei căi:

- Pe baza Declarațiilor de consum total anual de energie și a Chestionarelor de analiză energetică completate de operatorii economici conf. art. 9, alin. (4) din Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Pe baza analizei programelor de îmbunătățire a eficienței energetice (PIEE) pe care operatorii economici au obligația să le întocmească conf. art. 9, alin. (1), lit.b din Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Prin platforma software Sistemul Informatic Integrat al ANRE (MIS).

Având în vedere că acești operatori au obligația de a trimite aceste documente, care conțin date statistice de consum de energie la nivelul anului anterior, până la data de 30 aprilie a fiecărui an, în cursul anului 2016 au fost monitorizați 749 de agenți economici cu consumuri mai mari de 1000 tep/an. Totodată acești operatori au obligația de a trimite Programele de îmbunătățire a eficienței energetice (PIEE), care conțin măsuri de eficiență energetică, până la data de 30 septembrie a anului în care au fost elaborate. În cursul anului 2016, agenții economici monitorizați, din diferite sectoare de activitate, au raportat o economie de energie de 45.375 tep.

Până la sfârșitul anului 2016, s-au eliberat procese verbale cu conțin numele utilizatorului și parolă pentru un număr de 680 de operatori economici.

În luna iunie a anului 2017, SMEFE a susținut în Comitetul de Reglementare ANRE, modificarea Declarației de consum total anual de energie și a Chestionarului de analiză energetică a consumatorului de energie. Ca urmare a demersului inițiat a apărut Decizia ANRE nr. 860/2017, publicată în Monitorul Oficial, Partea I, din 4.07.2017, prin care raportarea online a acestor documente a devenit obligatorie iar în anexa 1 și 2 a acesteia este reglementat formatul machetelor pentru Declarația de consum total anual de energie și pentru Chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie. Aceasta înseamnă că până la data de 30.04.2018 toți operatorii economici monitorizați, sunt obligați să încarce online pe platforma software Sistemul informatic integrat al ANRE (MIS), în format Excel, documentele mai sus menționate.

La solicitarea operatorilor economici care au depus cereri de accesare a fondurilor nerambursabile, conform POIM 6.2 - Reducerea consumurilor de energie la nivelul consumatorilor industriali, în anul 2016 au fost emise 15 note de îndeplinirea obligațiilor, iar în anul 2017 22 de note de îndeplinirea obligațiilor ce decurg din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.

În vederea identificării de noi operatori economici care ar trebui să respecte prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, SMEE prin scrisoarea ANRE nr. 9325/8.02.2017 a solicitat Oficiului Național al Registrului Comerțului o listă a întreprinderilor active la nivelul anului 2016, cu datele necesare de identificare, domeniul de activitate, în vederea includerii lor în baza noastră de date pentru monitorizare.

Oficiul Național al Registrului Comerțului a comunicat o listă cu 2.745 de operatori economici, acești operatori având peste 150 de angajați. Deoarece datele primite nu conțin informații despre consumurile energetice ale acestor operatori, urmează o activitate extrem de laborioasă de suprapunere a acestei liste cu cele existente deja pentru consumatorii peste 1000 tep/an și cei sub 1000 tep/an.

SMEE a definitivat Raportul de monitorizare a consumatorilor finali de energie pentru anul 2016. Consumurile înregistrate, în funcție de codurile CAEN, sunt prezentate în tabelul următor:

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr operatori economici	Consum 2016 [tep]
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	38	101.284,92
B	Industria extractivă	22	1.199.819,64
C	Industria prelucrătoare	695	6.164.336,64
D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	80	1.743.082,37
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	51	103.515,33
F	Construcții	46	62.968,93
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	85	215.322,03
H	Transport și depozitare	82	718.082,07
I	Hoteluri și restaurante	14	19.889,20
J	Informații și comunicații	22	82.197,00
K	Intermedieri financiare și asigurări	14	26.248,00
L	Tranzacții imobiliare	56	64.986,83
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	14	17.484,00

N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	9	10.207,00
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	1	1.525,00
P	Învățământ	9	31.810,09
Q	Sănătate și asistență socială	7	4.173,60
R	Activități de spectacole, culturale și recreative	2	1.670,00
TOTAL GENERAL		1.247	10.568.602,65

Situația consumatorilor de energie din categoria de consum peste 1.000 tep

Total existenți în baza de date – 719 consumatori, din care:

- cu raportări (declarație + chestionar) transmise – 659
- fără raportări – 60

După nivelul anual de consum, situația se prezintă astfel:

- număr de consumatori finali de energie peste 50.000 tep/an: 34 (5,16%)
- număr de consumatori finali de energie între 5.000 și 50.000 tep/an: 188 (28,53%)
- număr de consumatori finali de energie între 1.000 și 5.000 tep/an: 437 (66,31%).

Managementul energetic pentru anul 2016 la consumatorii finali de energie cu un consum anual de resurse energetice mai mare de 1.000 tep a fost asigurat de 443 de manageri energetici atestați de către ANRE, 19 persoane fizice autorizate (PFA) și 53 de societăți prestatoare de servicii energetice autorizate de către ANRE.

Gradul de acoperire cu management energetic atestat și autorizat este de 96,2%. Structura acestui management energetic este următoarea:

- cu manageri energetici proprii, atestați de către ANRE – 375 consumatori (56,9%);
- cu PFA și societăți de servicii energetice – 259 consumatori (39,3%);
- fără management energetic atestat – 25 consumatori (3,8%).

Intensitatea energetică, determinată pe fiecare domeniu de activitate în parte ca medie ponderată a valorilor înregistrate de operatorii economici din domeniul respectiv, este prezentată în tabelul următor:

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr operatori economici		Intensitatea energetică [tep/VPMX10 ³ lei]	
		2015	2016	2015	2016
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	27	20	0,0155	0,0164
B	Industria extractivă	39	18	0,0737	0,0493
C	Industria prelucrătoare	371	362	0,0349	0,0358
D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	55	48	0,0509	0,0601
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	27	29	0,0226	0,0225
F	Construcții	28	19	0,0118	0,0187
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	33	37	0,0019	0,0019
H	Transport și depozitare	51	56	0,0515	0,0520
I	Hoteluri și restaurante	8	9	0,0142	0,0143
J	Informații și comunicații	8	10	0,0044	0,0042
K	Intermedieri financiare și asigurări	9	9	0,0016	0,0011
L	Tranzacții imobiliare	23	23	0,0299	0,0337
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	5	6	0,0073	0,0098
N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	2	2	0,0292	0,0270
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	2	1	0,0250	lipsă info
P	Învățământ	15	8	0,0019	0,0032
Q	Sănătate și asistență socială	10	1	0,0098	0,0057
R	Activități de spectacole, culturale și recreative	1	1	0,0021	0,0018
TOTAL I		714	659		

Din cele 18 domenii analizate, 2 (D și H) au înregistrat în anul 2016 valori medii ale intensității energetice de peste 0,05 tep/VPMX10³ lei. Comparativ cu anul 2015, se constată o creștere a intensității energetice în agricultură, silvicultură și pescuit, industria prelucrătoare, producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat, construcții, tranzacții imobiliare și învățământ. Rezultate pozitive ale implementării măsurilor de creștere a eficienței energetice se constată în domeniul industriei extractive. Creșterea ușoară din domeniul industriei prelucrătoare este urmarea scăderii valorii totale a producției, în condițiile unui consum energetic anual cvasi-constant.

În cadrul Raportului de monitorizare a consumatorilor finali de energie pentru anul 2016 a fost făcută o analiză a măsurilor incluse în programele de îmbunătățire a eficienței energetice pentru categoria de consum peste 1.000 tep/an.

Repartiția pe activități CAEN a măsurilor raportate de îmbunătățire a eficienței energetice, precum și valorile corespunzătoare ale economiilor de energie, sunt prezentate în urmatorul tabel:

Indice CAEN	Clasificare conform cod CAEN	Număr de măsuri	Economia de energie [tep]
A	Agricultură, silvicultură și pescuit	60	2.037
B	Industria extractivă	67	12.348
C	Industria prelucrătoare	1.078	78.362
D	Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat	68	32.000
E	Distribuția apei; salubritate, gestionarea deșeurilor, activități de decontaminare	75	3.653
F	Construcții	26	143
G	Comerț cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor	57	2.587
H	Transport și depozitare	34	1.930
I	Hoteluri și restaurante	31	261
J	Informații și comunicații	31	150
K	Intermedieri financiare și asigurări	12	445
L	Tranzacții imobiliare	99	636
M	Activități profesionale, științifice și tehnice	48	1.229
N	Activități de servicii administrative și activități de servicii suport	5	102
O	Administrație publică și apărare; asigurări sociale din sistemul public	5	188
P	Învățământ	4	40
Q	Sănătate și asistență socială -1 spital	3	16
	TOTAL	1.703	136.127

În domeniul de activitate C au fost raportate 1.078 de măsuri de eficiență energetică, reprezentând 63% din totalul de 1.703:

- recondiționare compresoare;
- izolare țevi agent termic;
- compensarea factorului de putere;
- înlocuire agregat de frig și vaporizatoare;
- iluminat cu LED-uri;
- antrenare mecanică cu turație variabilă;
- înlocuire pompe priză de apă din Dunăre cu pompe de capacitate mai mică;
- montare baterie de 4 schimbătoare de căldură cu plăci la evaporare pentru preîncălzirea soluției de atac cu aluminat filtrat;
- achiziționare și montare schimbătoare de căldură pentru răcire intermediară;

- termoizolare conducte și vase;
- optimizarea tratării apei de alimentare a cazanelor de abur;
- reglarea arzătoarelor la centralele termice;
- înlocuire convertizoare rotative de medie frecvență cu unele statice;
- reconfigurare rețele de distribuție de medie și joasă tensiune;
- recuperarea căldurii gazelor de ardere;
- redimensionare motoare electrice;
- monitorizare aer comprimat;
- recuperarea apei de răcire;
- înlocuire ventilatoare și instalație automatizare;
- înlocuire pompe vacuum;
- înlocuire chiller;
- utilizarea căldurii rezultate din răcirea produselor ceramice pentru uscare;
- rețehnologizare turn de răcire;
- modernizare utilaje din secțiile de prelucrare a cărnii.

Referitor la **calitatea raportărilor**, trebuie menționat că, în multe cazuri, modelul de raportare nu a fost respectat și/sau nu au putut fi extrase date esențiale, precum numărul de măsuri aplicate sau în curs de implementare, economia de energie sau costurile aferente investițiilor.

2. Monitorizarea localităților cu peste 5.000 de locuitori

În conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, Cap. IV, art. 9, alin. (20), (21), (22), autoritățile administrației publice locale cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori au următoarele obligații:

"Art. 9 (20) Autoritățile administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori au obligația să întocmească programe de îmbunătățire a eficienței energetice în care includ măsuri pe termen scurt și măsuri pe termen de 3-6 ani, cu respectarea prevederilor art. 6 alin. (14) lit.a) și b).

(21) Autoritățile administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 20.000 de locuitori au obligația:

a) să întocmească programe de îmbunătățire a eficienței energetice în care includ măsuri pe termen scurt și măsuri pe termen de 3-6 ani, cu respectarea prevederilor art. 6 alin. (14) lit.a) și b);

b) să numească un manager energetic, atestat conform legislației în vigoare, sau să încheie un contract de management energetic cu o persoană fizică autorizată, atestată în condițiile legii, sau cu o persoană juridică prestatoare de servicii energetice agreată în condițiile legii.

22) Programele de îmbunătățire a eficienței energetice prevăzute la alin. (20) și alin. (21) lit. a) se elaborează în conformitate cu modelul aprobat de Departamentul pentru eficiență energetică și se transmit acestuia până la 30 septembrie a anului în care au fost elaborate."

În baza prevederilor legale menționate anterior, Departamentul pentru Eficiență Energetică ar fi trebuit să primească Programele de îmbunătățire a eficienței energetice, de la autoritățile administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori, numite în continuare "PIEE-uri", elaborate în conformitate cu modelul aprobat prin Decizia ANRE nr. 7/DEFE/ 12.02.2015, publicat pe site-ul ANRE, numit în continuare "modelul aprobat", până la 30 septembrie a anului în care au fost elaborate, urmând ca anual să fie comunicate tabelele actualizate prezentate în modelul aprobat.

Situația la data de 30.12.2017, se prezenta astfel:

- dintr-un număr total de 671 de autorități publice locale cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori au comunicat PIEE-uri/informații, în intervalul 01.04.2017-30.12.2017, un număr de 22 autorități publice locale (Municipiul Pitești, Municipiul Hunedoara, Primăria Sectorului 2, Municipiul Botoșani, Municipiul Regin, Orașul Cugir, Municipiul Sighetul Marmăției, Municipiul Târnăveni, Municipiul Cluj Napoca, Municipiul Bacău, Municipiul Sibiu, Municipiul Craiova, Municipiul Turda, Orașul Copșa Mică, Orașul Ineu, Orașul Săliște, Municipiul Onești, Municipiul Piatra Neamț, Orașul Cernavodă, Municipiul Brăila, Municipiul Arad, Municipiul Timișoara)
- erau atestați un număr de 25 manageri energetici pentru localități.

Având în vedere faptul că, în ciuda tuturor acțiunilor de facilitare a întocmirii programelor de îmbunătățire a eficienței energetice întreprinse anterior (ex. seminarii de prezentare și de instruire, destinate reprezentanților autorităților locale, adrese de solicitare/informare/clarificare), numărul autorităților locale cu o populație de peste 5.000 de locuitori care s-au conformat prevederilor legale a fost foarte scăzut (aprox.3%), cât și datorită faptului că Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare nu prevede sancțiuni pentru neconformare, au fost demarate următoarele acțiuni:

- au fost notificate 87 de autorități publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 20.000 de locuitori, prin scrisoarea ANRE nr. 82705/05.12.2017, cu privire la obligațiile ce le revin în conformitate cu prevederile art. 9, alin.(21) și alin. (22) din Legea 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- au fost notificate peste 570 de autorități publice locale din localitățile cu o populație cuprinsă între 5.000 - 20.000 de locuitori, prin scrisoarea ANRE nr. 2485/12.01.2018, cu privire la obligațiile ce le revin în conformitate cu prevederile art. 9, alin. (20) și alin. (22) din Legea 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;

- s-a solicitat sprijinul Ministerului Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene, prin scrisoarea nr. 2484/ 12.01.2018.
- față de acțiunile întreprinse în anul 2016 în vederea facilitării conformării la prevederile legale a autorităților publice locale (seminar organizat de ANRE în colaborare ADR Nord Est în 15 martie 2016 – Piatra Neamț, seminar organizat de "Arena Construcțiilor" în 31 martie 2016 – București, seminar organizat de ESCOROM în 8 aprilie 2016 – Azuga, seminar organizat de FINACON în 18 octombrie 2016 – București), ANRE a participat în 7 noiembrie 2017 la WORKSHOP-ul "CONVENȚIA PRIMARILOR PENTRU CLIMĂ și ENERGIE - Tranziția energetică și adaptarea la efectele schimbărilor climatice: Strategii locale și politici de suport"

La scrisorile ANRE nr. 82705/05.12.2017 și nr. 2485/12.01.2018, au răspuns un număr de **118 autorități publice locale**.

În tabelul următor prezentăm situația privind întocmirea / transmiterea PIEE de către UAT-uri la DEFE, după cum urmează:

Nr. crt.	Număr locuitori / Tip localitate	Număr localități	Numărul localităților care au transmis PIEE-ul, până la 31.03.2017	Numărul localităților care au transmis PIEE-ul până la 31.03.2018	Observații
1	> 20.000	105	23	45	
	Municipii	91	23	44	
	Orașe	13	0	1	
	Comune	1	0	0	
2	5.000 – 20.000	566	22	55	
	Municipii	19	3	7	
	Orașe	172	11	30	
	Comune	375	8	18	
TOTAL		671	45	100	

Așa cum se poate observa din informațiile prezentate în tabelul de mai sus, acțiunea de notificare a autorităților administrației publice locale din localitățile cu o populație mai mare de 5.000 de locuitori, care nu s-au conformat prevederilor legale prezentate anterior, a condus la creșterea numărului de PIEE-uri.

O parte din autoritățile administrației publice locale ne-a informat că au prevăzut, în Bugetul local pentru anul 2018, suma necesară pentru întocmirea PIEE-ului (ex. Municipiul Salonta, Orașul Darabani, Municipiul Deva, Orașul Baraolt, comuna Munteni, etc.).

Există autorități publice locale care au comunicat la ANRE în locul PIEE-urilor altă documentație, cum ar fi: Planuri de Acțiune pentru Energie Durabilă (ex. Orașul Moldova Noua, Orașul Bălan, Orașul

Măgurele, etc.) Strategii de dezvoltare locală (ex. Orașul Teiuș), Strategii de eficiență energetică (Orașul Topoloveni, Orașul Aleșd, Orașul Bumbăști-Jiu, Orașul Târgu Neamț), Strategii Locale de dezvoltare durabilă și reducere a emisiilor de CO₂ (Orașul Luduș).

Ca exemple de bună practică în privința întocmirii și transmiterii PIEE, cu respectarea modelului pentru localități, pot fi date unele dintre UAT-urile care au implementat măsuri de eficiență energetică în iluminat public, clădiri publice și rezidențiale, în sectorul de alimentare cu energie termică și în sectorul transporturi. În continuare, sunt prezentate câteva exemple.

PIEE Brașov:

- prin măsurile de reabilitare termică a mai multor școli și licee, s-a estimat o economie de energie de **642 tep/an**, fondurile necesare fiind de **1.419.911 euro**, pentru perioada 2016 – 2020;
- prin măsurile de reabilitare termică a mai multor blocuri, s-a estimat o economie de energie de **97 tep/an**, fondurile necesare fiind de **3.345.333 euro**, pentru perioada 2016-2020;
- prin înnoirea parcului auto cu durata de viață depășită, s-a estimat o economie de energie de **2.634 tep/an**, fondurile necesare fiind de **47.062.667 euro**, pentru perioada 2016-2020;
- prin reabilitarea rețelei termice de distribuție, s-a estimat o economie de energie de **1.668 tep/an**, fondurile necesare fiind de **38.807.556 euro**, pentru perioada 2017-2020.

PIEE Brăila:

- prin modernizarea infrastructurii de iluminat public în municipiu, s-a estimat o economie de energie de **166 tep/an**, fondurile necesare fiind de **24.000 euro**;
- prin creșterea eficienței energetice în clădirile rezidențiale, s-a estimat o economie de energie de **20.462 tep/an**, fondurile necesare fiind de **45 milioane euro**;
- prin măsurile de reabilitare termică în clădiri publice, s-a estimat o economie de energie de **1.842 tep/an**, fondurile necesare fiind de **40 milioane euro**;
- prin modernizarea transportului în comun electric, s-a estimat o economie de energie de **20 tep/an**, fondurile necesare fiind de **4 milioane euro**;
- prin modernizarea transportului în comun auto, s-a estimat o economie de energie de **147 tep/an**, fondurile necesare fiind de **1,2 milioane euro**;
- prin extinderea pistelor de biciclete, s-a estimat o economie de energie de **31 tep/an**, fondurile necesare fiind de **800.000 euro**;
- prin montarea de panouri solare pentru furnizare apă caldă pentru 11 săli de sport, s-a estimat o economie de energie de **27 tep/an**, fondurile necesare fiind de **200.000 euro**.

PIEE Botoșani:

- prin achiziționarea și montarea cazanelor de abur saturat Dn 6 t/h și pn 10 bar, s-a estimat o economie de energie de **4 tep/an**, fondurile necesare fiind de **245.000 euro**;

- prin reabilitarea și modernizarea instalațiilor din punctele termice din 20 de zone, s-a estimat o economie de energie de 172 tep/an, fondurile necesare fiind de 2.890.000 euro;
- prin achiziționarea de material rulant pentru tramvaie, s-a estimat o economie de energie de 36 tep/an, fondurile necesare fiind de 24 milioane euro;
- prin reabilitarea infrastructurii de transport cu tramvaiul, s-a estimat o economie de energie de 20 tep/an, fondurile necesare fiind de 15 milioane euro.

PIEE Cluj-Napoca:

- prin introducerea unui sistem de telemanagement pentru iluminatul public, s-a estimat o economie de energie de 100 tep/an, fondurile necesare fiind de 200.000 euro;
- prin înlocuirea unui număr de 1.358 de corpuri de iluminat cu LED pentru iluminat public, s-a estimat o economie de energie de 300 tep/an, fondurile necesare fiind de 1,4 milioane euro;
- prin reabilitarea unui număr de 71 de școli și grădinițe, s-a estimat o economie de energie de 85 tep/an, fondurile necesare fiind de 70 milioane euro;
- prin introducerea unui sistem de iluminat eficient în clădirile municipale, s-a estimat o economie de energie de 400 tep/an, fondurile necesare fiind de 1 milion de euro;
- prin reabilitarea unor clădiri terțiare, s-a estimat o economie de energie de 100 tep/an, fondurile necesare fiind de 50 milioane euro;
- prin reabilitarea rețelei primare și secundare de termoficare, s-a estimat o economie de energie de 86 tep/an, fondurile necesare fiind de 32 milioane euro;
- prin înlocuirea a 500 de aparate de aer condiționat din clădirile municipale, s-a estimat o economie de energie de 600 tep/an, fondurile necesare fiind de 500.000 euro;
- prin achiziționarea a 24 de troleibuze și 4 tramvaie, s-a estimat o economie de energie estimată de 3.500 tep/an, fondurile necesare fiind de 17 milioane euro;
- prin modernizarea a 2 linii de tramvai, s-a estimat o economie de energie de 600 tep/an, fondurile necesare fiind de 22 milioane euro.

3. Monitorizarea pieței de echipamente eficiente energetice

Pentru verificarea respectării prevederilor directivelor și regulamentelor ce reglementează activitatea de supraveghere de piață au fost efectuate, în anul 2016, 43 de acțiuni de control în teritoriu, sinteza rezultatelor fiind comunicată Ministerului Economiei în vederea raportării anuale către Comisia Europeană. Controalele au abordat respectarea prevederilor regulamentelor de etichetare energetică pentru aparate electrocasnice. În anul 2017 au fost efectuate 37 de acțiuni de control în teritoriu, sub aspectul controalelor formale în magazine privind îndeplinirea obligațiilor ce le revin acestora din legislația specifică etichetării din domeniul eficienței energetice:

- **Hotărârea de Guvern Nr. 917 din 05.09.2012** privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea regulamentelor delegate (UE) ale Comisiei nr. 1.059/2010, nr. 1.060/2010, nr. 1.061/2010, nr. 1.062/2010 și nr. 626/2011 de completare a Directivei 2010/30/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 mai 2010 privind indicarea, prin etichetare și informații standard despre produs, a consumului de energie și de alte resurse al produselor cu impact energetic și pentru abrogarea unor acte normative.
- **Hotărârea de Guvern Nr. 671/2001** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 230/2005 și prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor referitoare la eficiența și etichetarea energetică pentru introducerea pe piață a mașinilor combinate de spălat și uscat rufe de uz casnic.
- **Hotărârea de Guvern Nr. 456/2006** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor referitoare la etichetarea și eficiența energetică pentru introducerea pe piață a cuptoarelor electrice de uz casnic.
- **Hotărârea de Guvern Nr. 736/2006** (modificată prin Hotărârea de Guvern Nr. 1258/2007) privind stabilirea cerințelor referitoare la etichetarea și eficiența energetică pentru introducerea pe piață a uscătoarelor electrice de rufe de uz casnic cu tambur.

În vederea aplicării prevederilor regulamentelor europene de etichetare energetică și de proiectare ecologică pentru echipamentele industriale care intră în sarcina ANRE, au fost realizate acțiuni de dezvoltare a cooperării internaționale și transferului de know-how:

ANRE este membru al grupului de lucru ADCO (Administrative Cooperation Working Group) - grup de experți inițiat de Comunitatea Europeană ca să activeze în vederea respectării cerințelor celor două directive aplicabile produselor cu impact energetic, Directiva 2009/125/CE de proiectare ecologică și Directiva 2010/30/UE pentru etichetare energetică.

Prin grupul de experți ADCO se realizează și se facilitează schimbul de informații în vederea aplicării tuturor regulamentelor de proiectare energetică și de etichetare energetică, într-un mod coerent, la nivelul UE.

Anual, grupul ADCO organizează două întâlniri, primăvara și toamna, la care participă experți din țările membre și în cadrul cărora sunt discutate problemele interne ale grupului (modul în care activitățile de supraveghere piață pentru etichetarea energetică și proiectarea ecologică se desfășoară în statele membre UE, informări asupra stadiului de desfășurare al proiectelor europene cu finanțare Horizon 2020 din domeniile proiectare ecologică / etichetare energetică, probleme legate de interpretările neconforme ale prevederilor legislației în vigoare în domeniu, informări asupra inițiativelor legislative ce urmează a fi emise sau modificate în proiectarea ecologică / etichetarea energetică, poziții comune asupra neconformităților / încălcărilor legislației semnalate pe piața echipamentelor cu impact energetic, prezentarea de rapoarte de activitate ale celor două grupuri de lucru, grupul proiectare ecologică / grupul etichetare energetică, discuții pe marginea neclarităților de abordare ale prevederilor legislației în

domeniu - Grey Area Questions, adoptarea minutelor întrunirilor precedente, aprobarea / respingerea prin vot a unor propuneri discutate anterior, etc).

ANRE a fost invitată și a participat la întâlniri organizate în diferite țări membre, dar a și organizat una dintre întâlnirile bianuale la București, în primăvara anului 2017.

Pe plan internațional, ANRE participă la întâlnirile grupurile de lucru din cadrul 'Administrative Cooperation Group' (ADCO) pentru problematica etichetării energetice, respectiv a proiectării ecologice:

- ADCO -Eco-design – Directive 2009/125/EC (ECOD);
- ADCO Energy Labelling – Directive 2010/30/EU and Regulation (EU);
- 2017/1369 (ENERLAB).

În vederea aplicării prevederilor regulamentelor europene de etichetare energetica și de proiectare ecologica pentru echipamentele industriale care intră în sarcina ANRE, pe parcursul anului 2017 au fost realizate acțiuni de dezvoltarea cooperării internaționale și transferului de know-how:

- participare la 2 întâlniri ale consorțiului proiectului european Industrial and tertiary product Testing and Application of Standards - INTAS).
- Participarea la reuniunile bianuale ale grupurilor ADCO de experți ce activează pe lângă directivele de etichetare energetică și de proiectare ecologică, ANRE fiind reprezentanta României în aceste grupuri. Reprezentantul ANRE în acest grup a fost dl. Dan Costineanu de la SMEE;
- ANRE, a organizat în perioada 26-27.04.2017, o întâlnire a grupului ADCO la Bucuresti, hotel Ramada. Evenimentul s-a desfasurat în prezenta a 43 de reprezentanti ai unor institutii de specialitate din intreaga Europa.
- Participarea la întâlniri ale grupului EnR (rețeaua europeana a agențiilor de eficiență energetică) pentru etichetare energetică și proiectare ecologică (videoconferințe);
- Participarea la proiectul european INTAS (Industrial and tertiary product Testing and Application of Standards), prin dl. Dan Costineanu din cadrul SMEE. După ieșirea la pensie a acestuia în luna august, echipa a fost completată, începând cu 28.08.2017, cu dl. Mihai Ramniceanu și d-ra. Irina Birlica.
- În conformitate cu prevederile Contractului 695943 — INTAS — H2020-EE-2014-2015/H2020-EE-2015-3-MarketUptake, WP 6, Task 6.2, ANRE a realizat și a coordonat în București, în luna martie 2017 o întâlnire națională a punctului national de contact al proiectului INTAS. Scopul a fost de a contribui la facilitarea comunicării directe între diferiți actori pe piața românească implicați în implementarea cerințelor Directivei de Eco-proiectare. Au participat un număr de 46 de persoane, reprezentanți ai autorităților de supraveghere a pieței, producători, comercianți și utilizatori de transformatoare și ventilatoare, asociații ale producătorilor și ale consumatorilor, consultanți în energie, factori de decizie, agenții de energie etc precum și la

creșterea conștientizării utilizării tehnologiilor eficiente energetic și a celor mai bune soluții practice în industria românească.

În cadrul proiectului INTAS, în perioada august – octombrie 2017, pentru verificarea conformității cu cerințele Regulamentului UE nr.548/2014 privind punerea în aplicare a Directivei 2009/125/CE a Parlamentului European și a Consiliului, în ceea ce privește transformatoarele de putere mici, medii și mari, cu un buget de cca. 11500 euro asigurat din fonduri europene, au fost testate 28 de transformatoare de 160, 250, 400 KVA. Testarea a fost realizată de către ANRE în colaborare cu Fise Electrica Serv, în laborator și on-site la utilizatori.

Pe parcursul anului 2017, pentru analiza stadiului în derularea proiectului precum și pentru stabilirea pașilor următori, consorțiului proiectului a avut două întâlniri de lucru, întâlniri la care au participat și reprezentanții ANRE: Lisabona – Portugalia în luna martie și Danemarca - Copenhaga în luna octombrie.

În vederea diseminării activității legate de implementarea Directivei 125/2009 în perioada de desfășurare a proiectului INTAS (2016-2019), ca partener în consorțiu, ANRE trebuie să organizeze 2 întâlniri ale reprezentanților Punctului Național de Contact (factorii implicați și interesați în implementarea cerințelor Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE).

Datele și informațiile din proiectul INTAS sunt și vor fi folosite de către echipele naționale precum și de instituții europene ca: UE - DG-Energie, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu; AIE și Agenția Internațională pentru Energie.

Tot în vederea diseminării activității dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe site-ul web al ANRE, pe parcursul anului 2017 au fost încărcate toate fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului INTAS-<http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500/proiecte/proiectul-industrial-and-tertiary-product-testing-and-application-of-standards-intas>.

Începând cu luna august a anului 2017 a intrat în vigoare REGULAMENTUL (UE) 2017/1369 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI din 4 iulie 2017 de stabilire a unui cadru pentru etichetarea energetică și de abrogare a Directivei 2010/30/UE.

4. Monitorizarea Planului Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (PNAEE)

Conform prevederilor art. 8 alin. (8) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE întocmește un raport anual de monitorizare a implementării PNAEE, până la data de 30 aprilie, pe baza rapoartelor primite până la data de 30 martie de la instituțiile implicate în implementarea acestei legi.

PNAEE III, în vigoare, a fost elaborat pe baza anexei 11, partea a 2-a, din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare și aprobat prin H.G. nr. 122/2015.

ANRE a propus, în baza prevederilor art. 3 alin. (2) lit. b) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, ca PNAEE să fie implementat prin 12 Programe naționale de eficiență energetică, astfel:

P0	Dezvoltarea serviciilor energetice
P1	Planul Național de Investiții
P2	Creșterea eficienței energetice în rețele
P3	Promovarea cogenerării de înaltă eficiență
P4	Programul Termoficare 2006-2020
P5	Eficiența energetică în industria din sectorul ETS
P6	Audit energetic și management energetic
P7	Eficiența energetică în sectorul rezidențial
P8	Eficiența energetică în clădiri guvernamentale și servicii publice
P9	Eficiența energetică în sectorul servicii
P10	Reînnoirea parcului de autovehicule
P11	Eficiența energetică în sectorul transporturi

În acest context, în anul 2017 Departamentul pentru Eficiență Energetică a solicitat datele necesare întocmirii raportului anual pentru anul 2016, următoarelor instituții:

- Ministerul Energiei, coordonatorul Programului P1 - Planul național de investiții;
- Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice, coordonatorul Programului P4 - Programul termoficare 2006-2020, Programului P7 - Eficiență energetică în sectorul rezidențial și Programului P8 - Eficiență energetică în clădiri guvernamentale și servicii publice;
- Administrația Fondului pentru Mediu, coordonatorul Programului P10 - Reînnoirea parcului de autovehicule;

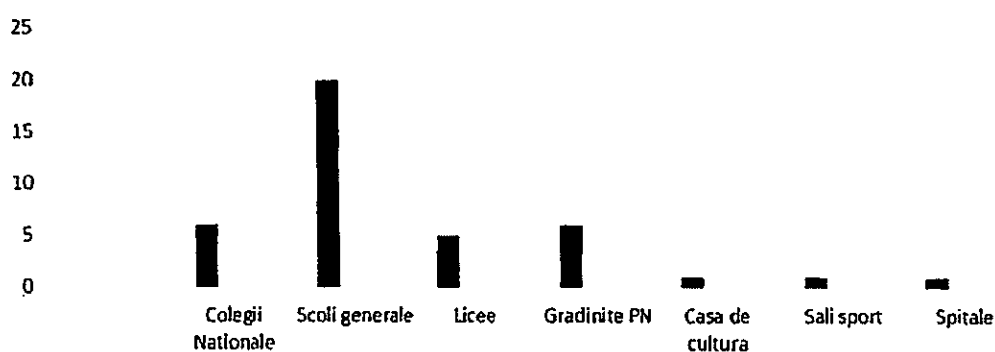
În decursul celor doi ani de monitorizare, Ministerul Mediului a declarat că cea mai mare parte a reducerilor de emisii înregistrate în unitățile economice se datorează închiderii unor capacități industriale, fapt pentru care consumul de energie aferent nu mai apare în balanța națională și, totodată, din analiza listei agenților economici sub incidența ETS rămași în activitate și a listei agenților economici cu un consum mai mare de 1.000 tep/an, rezultă că economia de energie realizată de agenții economici rămași în activitate este monitorizată în cadrul programului P6 și nu mai trebuie luată în considerare, pentru evitarea dublei contabilizări. În acest context, nu au mai fost solicitate date Ministerul Mediului.

De asemenea, au fost solicitate informații direcțiilor de specialitate din cadrul ANRE cu privire la creșterea eficienței energetice în rețelele electrice, promovarea cogenerării de înaltă eficiență și contorizarea inteligentă.

Totodată, au fost solicitate primăriilor din localitățile cu peste 20.000 de locuitori date cu privire la economiile de energie obținute în urma aplicării măsurilor de reabilitare termică a clădirilor publice, precum și a eficientizării iluminatului public

În vederea evaluării impactului economiilor de energie obținute în urma aplicării măsurilor de reabilitare termică a clădirilor publice, ANRE a trimis scrisoarea nr. 12543/20.02.2017 către 115 municipalități cu peste 20.000 de locuitori, solicitând date privind reabilitarea termică a clădirilor publice. Au răspuns un număr de **56 de municipalități**, din care un număr foarte redus au prezentat valori ale economiei de energie generate de măsurile aplicate.

Ponderea principală a clădirilor publice reabilite termic este deținută de spațiile de învățământ de diferite categorii: școli generale, colegii, licee, grădinițe, conform figurii:



O mențiune specială se impune în cazul programelor P1 – Planul Național de Investiții și pentru P3 - Promovarea cogenerării de înaltă eficiență economiile realizate reprezintă o contribuție majoră, mult peste ținte de reducere a consumului de energie, pentru un număr important de componente ale PNAEE evaluarea economiei de energie este dificilă, deoarece nu există date raportate în acest sens, ca urmare fiind necesare studii și culegere de date care să permită o estimare indirectă rezonabilă a economiei de energie.

Evoluția pe piața serviciilor energetice este lentă, în special în ceea ce privește Companiile de Servicii Energetice de tip ESCO. Principalele obstacole identificate în implementarea Contractelor de Performanță Energetică sunt:

- ✓ Necesitatea modificării procedurii de achiziție în cadrul SEAP
- ✓ Contractele de eficiență energetică pot afecta nivelul datoriei publice
- ✓ Neclaritatea legislației în ceea ce privește regimul juridic și dreptul de posesie asupra bunurilor.

O problemă extrem de sensibilă o reprezintă SACET. Începând cu anul 1990, numărul lor a scăzut continuu: în anul 2014 mai erau în funcțiune 70 de SACET, iar în anul 2015 6 s-au închis, astfel mai sunt în funcțiune 61 de astfel de sisteme.

ANRE a trimis scrisoarea nr. 12545/20.02.2017 către cele 61 de localități cu SACET, solicitând date privind gradul de contorizare individuală a energiei termice (la nivel de apartament/spațiu cu altă destinație) livrate la nivelul localității la care au răspuns un număr de 42 de localități, dintre care un număr foarte redus au prezentat gradul de contorizare la nivel de condominiu (variază de la 9% la 90%), în general fiind prezentat numărul de apartamente racordate la SACET.

Pentru un număr de componente ale PNAEE, evaluarea economiei de energie este dificilă, deoarece nu există date raportate în acest sens; ca urmare, sunt necesare studii și culegere de date care să permită o estimare indirectă rezonabilă a economiei de energie.

În aprilie 2017 trebuia finalizat PNAEE IV, termen care nu a fost respectat și ca urmare România a primit o scrisoare EU Pilot (2017) 9215.

Elaborarea și actualizarea la fiecare 3 ani a PNAEE reprezintă obligația României, prevăzută în Directiva 27/2012 privind eficiența energetică. În faza de analiză a studiului elaborat de consultantul angajat de Ministerul Energiei, SMEE a transmis propuneri și observații cu privire la datele și informațiile care sunt în sfera sa competență.

Deși PNAEE IV trebuia elaborat în aprilie 2017 acesta a fost realizat la sfârșitul anului 2017- începutul anului 2018, cu precizarea că la data întocmirii prezentului raport acesta nu a fost aprobat printr-o Hotărâre de Guvern.

5. Monitorizarea acțiunii de exploatare a contoarelor și a repartitoarelor de costuri montate, în imobilele de tip condominiu pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire și apă caldă, la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu altă destinație.

În imobilele de tip condominiu racordate la sistemul de alimentare centralizată cu energie termică, în temeiul prevederilor art. 10 alin. (5) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, a fost obligatorie montarea contoarelor până la 31 decembrie 2016 pentru individualizarea consumurilor de energie pentru încălzire/răcire și apă caldă la nivelul fiecărui apartament sau spațiu cu altă destinație. În cazul în care utilizarea de contoare individuale nu a fost fezabilă din punct de vedere tehnic sau nu a fost eficientă din punctul de vedere al costurilor a fost obligatorie montarea repartitoarelor individuale de costuri pe toate corpurile de încălzire din fiecare unitate imobiliară în parte.

Prin intermediul Legii nr. 225/2016 pentru modificarea și completarea Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, ANRE a preluat de la ANRSC activitățile de producere, de transport, de distribuție, de furnizare a energiei termice în sistem centralizat.

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 53/2017 de aprobare a Regulamentului pentru autorizarea persoanelor juridice care desfășoară activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, ANRE a solicitat prin scrisoarea nr. 53520/7.08.2017, persoanelor juridice autorizate să desfășoare activități de montare și exploatare a sistemelor de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu, informații cu privire la acțiunea de contorizare individuală prevăzută la art. 10 alin. (5) din Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare. Totodată, prin scrisoarea amintită anterior, li s-a comunicat persoanelor juridice autorizate ce obligații de raportare le revin în temeiul prevederilor conținute în Regulamentul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 53 din 22/06/2017.

În Regulament sunt prevăzute două termene de raportare, respectiv:

- 15 aprilie, pentru activitatea desfășurată în perioada 1 octombrie - 31 martie;
- 15 octombrie, pentru activitatea desfășurată în perioada 1 aprilie - 30 septembrie.

Rezultatele consolidate la nivel național, la data de 30.09.2017, în baza informațiilor primite din partea persoanelor juridice autorizate, sunt prezentate alăturat:

1) Repartitoare de costuri pentru încălzire aflate în exploatarea persoanelor juridice autorizate, în imobilele de tip condominiu:

Localitatea	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de repartitoare	Total apartamente în condominii în care au fost instalate repartitoare	Total apartamente branșate la SACEI sau dotate cu o sură proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate repartitoare de costuri pentru încălzire	Total repartitoare încălzire exploatate
București	6.138	4.099	242.209	222.768	217.174	836.481
Arad	786	740	19.407	14.367	14.168	60.477
Bacău	821	298	16.367	16.826	7.746	24.024
Brad	16	16	362	230	202	544
Bârlad	5	5	245	241	241	786
Botoșani	599	95	12.287	6.015	5.740	15.900
Brașov	102	102	5.127	2.517	2.329	4.856
Brăila	1	1	100	100	100	108

Buzău	290	113	7.518	3.839	3.595	9.464
Cluj Napoca	345	345	12.130	6.807	6.741	22.382
Constanța	681	487	21.777	17.979	17.650	74.533
Craiova	1.265	707	28.650	24.163	22.178	80.349
Deva	153	152	4.143	2.088	2.062	5.944
Drobeta Turnu Severin	950	500	15.853	14.995	14.201	51.378
Fieni	1	1	32	30	30	126
Focșani	193	182	4.063	2.146	2.073	7.581
Făgăraș	111	111	3.306	1.585	1.585	4.516
Galați	1.149	1.039	42.176	21.006	19.371	53.335
Gheorgheni	22	22	413	360	339	1.408
Giurgiu	68	39	1.238	754	713	2.515
Iasi	1.163	624	27.700	15.322	14.901	47.308
Ludus	2	2	34	34	34	122
Mangalia	36	28	851	607	596	2.415
Miercurea Ciuc	1	1	46	36	36	156
Nădlag	10	9	148	92	92	373
Năvodari	45	40	1.102	735	703	2.488
Neptun	2	2	121	105	105	420
Odoheiu Secuiesc	27	27	369	364	364	1.450
Oradea	487	357	11.793	11.714	11.078	45.058
Pașcani	147	14	5.723	2.831	707	2.330
Predeal	2	2	75	75	75	453
Piatra Neamt	2	2	71	46	46	158
Pitești	127	102	4.286	2.405	2.360	8.393
Ploiești	659	596	21.130	18.220	17.648	66.091
Rădăuți	246	5	4.980	3.553	3.402	10.600
Râmnicu Vâlcea	79	47	1.855	1.516	1.436	5.400
Suceava	685	126	14.467	7.861	7.764	27.027
Sinaia	2	2	40	40	40	173
Târgoviște	29	29	700	599	599	2.105
Târgu Mureș	2	2	105	47	47	204
Timișoara	336	330	8.494	6.023	5.944	21.127
Tulcea	113	88	2.478	1.868	1.556	7.206
Total	17.898	11.489	543.971	432.909	407.771	1.507.764

2) Contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri, aflate în exploatarea persoanelor juridice autorizate, în imobilele de tip condominiu:

Localitatea	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de contoare de apă caldă	Total apartamente în condominii contorizate	Total apartamente bransate la SACEI sau dotate cu o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate contoare de apă caldă	Total contoare de apă caldă utilizate ca repartitoare de costuri exploatate
București	1.481	1.254	54.052	51.815	51.309	101.691
Arad	68	65	2.107	2.005	2.005	2.920
Bacău	-	-	-	-	-	-
Brad	-	-	-	-	-	-
Bărlad	-	-	-	-	-	-
Botoșani	-	-	-	-	-	-
Brașov	-	-	-	-	-	-
Brăila	-	-	-	-	-	-
Buzău	-	-	-	-	-	-
Cluj Napoca	11	11	250	250	250	397
Constanța	10	8	278	262	262	540
Craiova	6	3	151	142	142	155
Deva	-	-	-	-	-	-
Drobeta Turnu Severin	-	-	-	-	-	-
Fieni	1	1	31	31	31	62
Focșani	1	1	20	20	20	20
Făgăraș	124	124	3.466	813	813	1.159
Galați	-	-	-	-	-	-
Gheorgheni	-	-	-	-	-	-
Giurgiu	-	-	-	-	-	-
Iași	37	36	383	305	305	502
Luduş	-	-	-	-	-	-
Mangalia	-	-	-	-	-	-
Miercurea Ciuc	-	-	-	-	-	-
Nădlag	-	-	-	-	-	-
Năvodari	-	-	-	-	-	-

Neptun	-	-	-	-	-	-
Oltenița	-	-	-	-	-	-
Odorheiul Secuiesc	-	-	-	-	-	-
Oradea	44	44	1.419	1.419	1.419	2.005
Pașcani	120	120	2.500	696	694	1.420
Predeal	1	1	14	14	14	26
Piatra Neamț	-	-	-	-	-	-
Pitești	2	2	79	79	79	159
Ploiești	261	234	8.226	8.079	8.036	12.962
Rădăuți	-	-	-	-	-	-
Râmnicu Vâlcea	653	287	19.729	15.805	15.797	25.678
Succava	-	-	-	-	-	-
Sinaia	-	-	-	-	-	-
Târgoviște	-	-	-	-	-	-
Târgu-Mureș	-	-	-	-	-	-
Timișoara	53	51	1.186	1.176	1.176	1.840
Tulcea	-	-	-	-	-	-
Total	2.873	2.242	93.891	82.911	82.352	151.536

3) Contoare pentru încălzire, aflate în exploatarea persoanelor juridice autorizate, în imobilele de tip condominiu, în cazul distribuției orizontale

Localitatea	Numărul total de condominii contorizate	Numărul total al asociațiilor de proprietari beneficiare de contoare pentru încălzire	Total apartamente în condominii	Total apartamente bransate la SACET sau dotate cu o sursă proprie locală de producere a energiei termice la nivel de scară/bloc	Numărul total al apartamentelor în care sunt montate contoare pentru încălzire	Total contoare pentru încălzire exploatate
București	12	8	235	235	228	230
Arad	-	-	-	-	-	-
Bacău	-	-	-	-	-	-
Brad	-	-	-	-	-	-
Bârlad	-	-	-	-	-	-
Botoșani	-	-	-	-	-	-
Brașov	-	-	-	-	-	-
Brăila	-	-	-	-	-	-
Buzău	-	-	-	-	-	-

Cluj Napoca	-	-	-	-	-	-
Constanța	-	-	-	-	-	-
Craiova	-	-	-	-	-	-
Deva	-	-	-	-	-	-
Drobeta Turnu Severin	-	-	-	-	-	-
Fieni	-	-	-	-	-	-
Focșani	-	-	-	-	-	-
Făgăraș	16	16	212	212	212	212
Galați	-	-	-	-	-	-
Gheorgheni	-	-	-	-	-	-
Giurgiu	20	14	383	216	211	228
Iași	-	-	-	-	-	-
Luduş	-	-	-	-	-	-
Mangalia	-	-	-	-	-	-
Miercurea-Ciuc	-	-	-	-	-	-
Nădlag	-	-	-	-	-	-
Năvodari	-	-	-	-	-	-
Neptun	-	-	-	-	-	-
Oltenița	-	-	-	-	-	-
Odorheiu Secuiesc	-	-	-	-	-	-
Oradea	1	1	17	17	17	17
Pașcani	3	79	79	79	-	79
Predeal	-	-	-	-	-	-
Piatra Neamț	-	-	-	-	-	-
Pitești	-	-	-	-	-	-
Ploiești	2	2	18	18	18	18
Rădăuți	-	-	-	-	-	-
Râmnicu Vâlcea	8	5	163	92	92	92
Suceava	-	-	-	-	-	-
Sinaia	-	-	-	-	-	-
Târgoviște	-	-	-	-	-	-
Târgu-Mureș	-	-	-	-	-	-
Timișoara	20	20	227	184	184	200
Tulcea	-	-	-	-	-	-
Total	82	145	1.334	1.053	962	1.076

6. Avizare tehnică a proiectelor de investiții propuse pentru cofinanțare prin Programul Termoficare 2006-2020

În baza prevederilor Legii serviciilor comunitare de utilități publice nr. 51/2006, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Hotărârii Guvernului nr. 462/2006 pentru aprobarea programului "Termoficare 2006-2020 căldură și confort" și înființarea Unității de management al proiectului, republicată, cu modificările și completările ulterioare și ale Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, precum și urmare a solicitărilor U.A.T.: Bacău, Brad, Cernavodă, Giurgiu, Iași, Mangalia, Miercurea Ciuc, Motru, Nehoiu, Suceava și Tulcea, Departamentul pentru Eficiență Energetică din cadrul ANRE, prin comisia de avizare tehnică a proiectelor având ca scop eficientizarea sistemului de producere, transport și distribuție a energiei termice, finanțate din Programul „Termoficare 2006 – 2020 căldură și confort”, a emis în cursul anului 2017 următoarele avize tehnice:

Nr. Aviz Tehnic	Data	UAT	Proiecte de investiții
56977	23.08.2017	Suceava, Jud. Suceava	Reabilitarea sistemului de transport și distribuție a energiei termice în Municipiul Suceava P.T. Parc, P.T. Obcini 4, P.T. Zamca 4
58031	28.08.2017	Iași, Jud. Iași	Extinderea rețelei termice primare în vederea racordării de noi consumatori la SACET din Municipiul Iași Refacerea izolației magistralei de legătură 2 x Dn 1100
59344	04.09.2017	Miercurea Ciuc, Jud. Harghita	Instalare module termice în cartierul Spicului în vederea promovării distribuției pe orizontală
59846	06.09.2017	Giurgiu, Jud. Giurgiu	Rețeaua de transport agent termic primar în zona 23 August
60022	06.09.2017	Bacău, Jud. Bacău	Modernizarea rețelei de termoficare S.A.C.E.T. Bacău – Închidere inelară a magistralei Sofert cu Cornișa
60023	06.09.2017	Nehoiu, Jud. Buzău	Reabilitare sistem de producere și distribuție agent termic în Orașul Nehoiu, Județul Buzău
60259	07.09.2017	Tulcea, Jud. Tulcea	Reabilitare rețea termoficare agent primar între cartier Vest și CAF 50 Gcal/h - Municipiul Tulcea
60444	08.09.2017	Giurgiu, Jud. Giurgiu	Centrală termică zona Giurgiu Nord
60637	11.09.2017	Brad, Jud. Hunedoara	Adaptarea și optimizarea rețelei de transport agent termic pentru centrala termică cu funcționare pe biomasă, în Municipiul Brad, județul Hunedoara

			Etapa II - tronson între punctele de racord la rețeaua existentă C-FI
72360	25.10.2017	Giurgiu, Jud. Giurgiu	Centrală termică zona Istru
73078	27.10.2017	Mangalia, Jud. Constanța	Implementarea cogenerării de înaltă eficiență în centralele termice din zonă prin montarea unui motor termic cu putere instalată de 1,8MWt în centrala termică nr. 9 și execuție rețea primară între CT10, CT9, CT7
76443	09.11.2017	Brad, Jud. Hunedoara	Modernizare punct termic nr. 22 și a rețelelor termice aferente în Municipiul Brad, Județul Hunedoara
76447	09.11.2017	Motru, Jud. Gorj	Achiziție, montaj și punere în funcțiune cazan de apă caldă cu anexe având putere termică de 3-4 Gcal/h din producția de serie echipat cu arzător pe CLU și cu posibilitatea de trecere pe gaze naturale
82258	04.12.2017	Cernavodă, Jud. Constanța	Circuite secundare și puncte termice aferente extinderii rețelei de termoficare, PT. amplasament str. I.D. Chirescu, colț cu str. Revoluției, PT. 35, PT.43, PT45, extindere circuit agent primar pe str. Prelungirea Seimeni (între str. Prelungirea Victoriei și indicator ieșirea din localitatea Cernavodă - limita intravilan), ulterior și construire de puncte termice și racorduri oraș Cernavodă (2017-2018)

Lista avizelor tehnice eliberate a fost publicată pe site-ul ANRE la adresa:

<http://www.anre.ro/ro/lista-avizelor-tehnice-eliberate-de-anre-privind-eficienta-proiectelor-de-investitii-din-programul-termoficare-2006-2020-caldura-si-confort>

Relații cu alte entități din care:

- ✓ Colaborare cu ENERO - Centrul pentru Promovarea Energiei Curate și Eficiente în România în cadrul proiectului EU-MERCI - *Metode și Proceduri coordonate la nivelul UE, bazate pe cazuri reale*

pentru implementarea efectiva a politicilor și masurilor suport privind eficienta energetica în industrie;

- ✓ Colaborare cu AM POIM, MDRAPFE în calitate de observator în cadrul CM POIM 2014-2020 și în calitate de membru cu drept de vot în cadrul SCS Energie;
- ✓ Colaborare cu Asociația ESCOROM a Societăților de Servicii Energetice din Romania în vederea actualizării listei Semnatarilor Codului European de Conduita pentru Contractul de Performanta Energetica și publicarea ei pe sit-ul ANRE;
- ✓ Colaborare OER (Orase energie Romania) în cadrul Comitetului național al proiectului progRESsHEAT;
- ✓ Participare în Consiliul Consultativ al UPB- Facultatea Energetica;
- ✓ Colaborare cu MDRAPFE, ME, MT, MM și AFM.

IV.1.3 Sărăcia energetică la nivel național și european

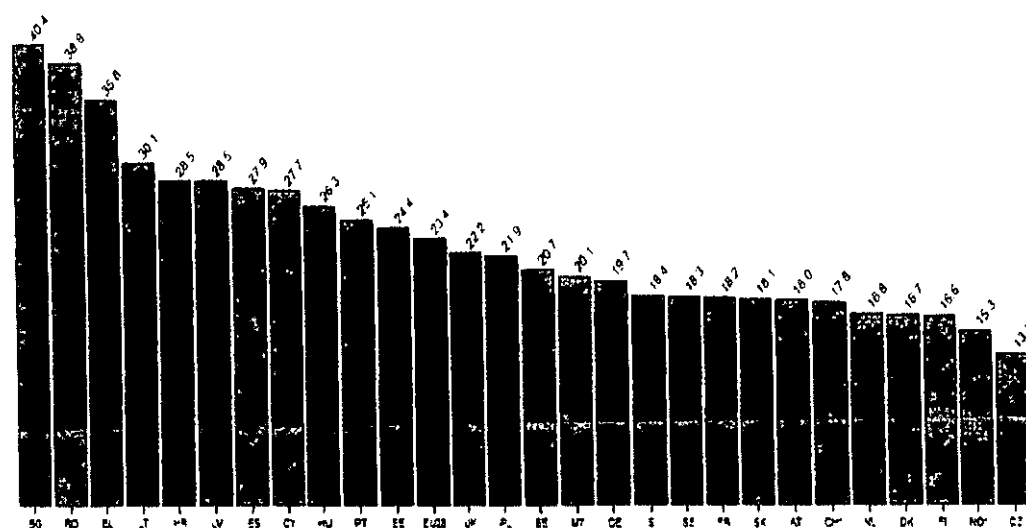
Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil de energie

Sărăcia energetică reprezintă o provocare majoră pe teritoriul UE și își are originea în veniturile mici și locuințele ineficiente din punct de vedere energetic.

În acest sens, Comisia Europeană a inclus interesele consumatorilor vulnerabili în cadrul noii legislații europene elaborate în contextul țintelor *Europa 2030 și Energy Union.*

Reducerea numărului de persoane expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială în UE reprezintă unul dintre principalele obiective ale strategiei Europa 2020.

Potrivit Eurostat, în anul 2016, 23% dintre cetățenii europeni erau predispuși la riscul de sărăcie., adică 117,5 milioane de persoane.



Conform datelor Eurostat pentru anul 2016, statele ai căror locuitori sunt mai puțini predispuși la excluziune socială sunt Cehia (13,3%), Finlanda (16,6%) și Danemarca (16,7%). La polul opus se află Bulgaria (40,4%), România (38,8%) și Grecia (35,6%).

În ceea ce privește progresele înregistrate în realizarea obiectivelor naționale din Strategia Europa 2020, conform Raportului de țară al României pentru 2017 – SWD (2018) 221 final publicat de Comisia Europeană în data de 07.03.2018, "România are rezultate bune în domeniile ratelor de ocupare a forței de muncă, emisiilor naționale de gaze cu efect de seră, energiei din surse regenerabile, eficienței energetice și învățământului terțiar".

Cu privire la obiectivul de reducere a numărului de persoane expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială, exprimat în număr absolut de persoane: 580000, în cadrul Raportului de țară al României pentru 2017 – SWD(2018) 221 final se precizează următoarele :

"Se consideră că obiectivul național de 580000 de persoane s-a atins deja. În termeni absoluți, numărul de persoane care au fost scoase din categoria celor expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială începând cu 2008 este de 1420000 persoane (2016). Numărul persoanelor care au fost scoase din categoria celor expuse riscului de sărăcie sau de excluziune socială a fost, însă, mai ridicat în 2015 (1680000 de persoane) comparativ cu 2016.

Pachetul de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii* stabilește o nouă abordare referitoare la protecția consumatorilor vulnerabili, care include, de asemenea, sprijinirea statelor membre în reducerea costurilor energiei pentru consumatori, prin sprijinirea investițiilor în domeniul eficienței energetice. Comisia solicită statelor membre să țină cont de sărăcia energetică, prevăzând ca o parte dintre măsurile de eficiență energetică să fie puse în aplicare în mod prioritar pentru gospodăriile afectate

de sărăcia energetică și pentru locuințele sociale. Strategiile acestora de renovare a clădirilor pe termen lung ar trebui, de asemenea, să contribuie la reducerea sărăciei energetice.

Propunerile legislative „Energie curată pentru toți europenii” vor diminua sărăcia energetică prin creșterea suportabilității cheltuielilor consumatorilor casnici. Sănătatea populației poate fi îmbunătățită prin clădiri reabilite cu sisteme moderne de încălzire care emit mai puține noxe, iar încălzirea adecvată a locuințelor reduce umezeala.

Consumatorii de energie europeni vor dispune, de opțiuni mai bune în materie de furnizori de energie, de acces la instrumente fiabile de comparare a prețurilor la energie, precum și de posibilitatea de a-și produce singuri electricitatea și de a o vinde. **O transparență sporită și o mai bună reglementare înseamnă o mai mare implicare pentru societatea civilă în sectorul energetic ca răspuns la semnalele de preț. Pachetul legislativ european conține și anumite măsuri menite să îi protejeze pe consumatorii cei mai vulnerabili de energie. Doar câteva state membre ale UE au legislație națională ce include conceptul de sărăcie energetică, fără a exista un consens asupra definirii juridice a termenului.**

Statele membre sunt obligate să măsoare și să monitorizeze sărăcia energetică și să raporteze către Comisia Europeană la fiecare 2 ani, iar Comisia va facilita schimbul de bune practici prin înființarea *Energy Poverty Observatory*. **În acest sens, prin intermediul Proiectului Observatorului European al Sărăciei Energetice a fost lansată la Bruxelles, în data de 29 ianuarie 2018, platforma EU Energy Poverty Observatory, fiind un portal dedicat sărăciei energetice, ce se dorește a fi un agregator de informații statistice menit să surprindă realitatea multiformă a acestui concept.**

Pentru clădiri – sector care însumează 40% din consumul european de energie, prin revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, Comisia Europeană încurajează utilizarea tehnologiilor inovative și inteligente în clădiri; totodată, art 4 din Directiva de eficiență energetică a fost inserat în revizuirea Directivei privind performanța energetică a clădirilor, care include și măsuri adiționale privind sărăcia energetică. La nivel european, două treimi din clădiri sunt construite înainte de elaborarea standardelor de construcții, iar procentul de renovare este de aproximativ 1 %.

În cadrul Rapoartelor anuale de activitate ale ANRE, cât și în Rapoartele Naționale transmise Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile Directivei 2009/72/CE și Directivei 2009/73/CE, ANRE a menționat următoarele :

„În vederea diminuării impactului negativ al procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate asupra consumatorilor, în cadrul memorandumului aprobat de Guvern referitor la calendarul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate, au fost propuse o serie de măsuri de protecție a consumatorilor, printre care: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului. **Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 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 vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.”

Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 882 din 3 noiembrie 2016, va abroga Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, cu modificările și completările ulterioare. În sensul acestei Legi, consumatorul vulnerabil este definit “clientul casnic, persoana singură sau familia care nu își poate asigura din bugetul propriu acoperirea integrală a cheltuielilor legate de încălzirea locuinței și ale cărei venituri sunt situate în limitele prevăzute de prezenta lege”.

În cadrul Legii nr. 196/2016 a fost definită sărăcia energetică ca fiind imposibilitatea consumatorului vulnerabil de acoperire a nevoilor energetice minime privind încălzirea optimă a locuinței pe timpul sezonului rece.

În conformitate cu prevederile OUG nr. 82/08.11.2017, publicată în MO nr. 902/16.11.2017, Legea nr. 196/2016 privind venitul minim de incluziune va intra în vigoare la data de 01.04.2019.

ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, a preluat Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa* începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european, inclusiv dezvoltarea temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*.

În perioada februarie 2017-februarie 2018, ANRE a coordonat schimbul de informații și bune practici în domeniul eficienței energetice, în vederea dezvoltării temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*, în contextul noii legislații europene elaborate conform strategiilor *Europa 2030* și *Energy Union - Energie curată pentru toți europenii*. Totodată, la evenimentele EnR organizate de ANRE-DEFE în anul 2017 au participat reprezentanții Agențiilor de Eficiență Energetică din cadrul statelor membre, cât și experți din cadrul CNR-CME, Centrului Român al Energiei, Centrului pentru Studiul Democrației, etc.

Tema sărăciei energetice propusă de ANRE-DEFE pe perioada Președinției EnR 2017 a fost extrem de bine recepționată pe plan național și european, iar omologii europeni au contribuit cu bunele practici naționale în vederea consolidării documentului de poziție EnR privind sărăcia energetică la nivel european și asigurarea continuității acestei teme de către Președinția EnR 2018 – ENEA Italia, în perspectiva aprobării Clean Energy Package în anul 2018.

În contextul Țintelor naționale din domeniul energiei privind creșterea eficienței energetice, ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, promovează dialogul constructiv cu toți factorii interesați în vederea includerii intereselor consumatorilor vulnerabili și în sărăcie energetică în revizuirea cadrului legislativ european și național în domeniul energiei și eficienței energetice.

IV.1.4 Proiecte comune europene

Horizon 2020

În conformitate cu prevederile art. 2 alin. (2) din Legea nr. 160/2012, pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004 „veniturile proprii ale ANRE provin și din fonduri acordate de organisme internaționale”, iar proiectele din fonduri externe nerambursabile în proporție de 100% de care beneficiază ANRE din cadrul Programului Horizon 2020, contribuie la fundamentarea BVC 2017 – 2020, conform Anexei 2 publicată pe site-ul ANRE.

A. Proiectul CA EED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE).

A1. Prezentarea Proiectului CA EED - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE), inclusiv a revizuirii EED

Continuarea finanțării europene ulterioare în cadrul Proiectului CAEED 2 după luna martie 2017 a fost aprobată în Programul de lucru al Comisiei Europene pentru perioada 2017-2021, pentru asigurarea continuității activităților Proiectului CAEED, în contextul revizuirii Directivei de eficiență energetică 2012/27/EU pentru îndeplinirea dezideratelor europene aferente Strategiei Europa 2030 și Energy Union.

În conformitate cu Grant Agreement 754521 CA-EED 2- H2020 – IBA Energy-EED-2016-2017, ANRE participă în calitate de co-beneficiar, alături de alte 27 state europene în cadrul Proiectului CAEED 2 - *Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică*, începând cu 15 aprilie 2017 pe o perioadă de 48 luni, în contextul revizuirii Directivei de eficiență energetică 2012/27/EU pentru îndeplinirea dezideratelor europene aferente Strategiei Europa 2030 și Energy Union.

În acest sens, în conformitate cu demararea revizuirii Directivei de eficiență energetică în anul 2016, forurile europene acordă asistență în continuare statelor membre, conform celor 14 Arii Specifice identificate (Expert Areas), și anume:

	Expert Area	Articole și Anexe Directiva 2012/27/UE
A1	Planificarea, monitorizarea și verificarea și calculul economiilor de energie	Art 3, Art 7(6), (10) (d, e, f, i), Art 21, Art 24 Anexele 4, 5 și 14

	Expert Area	Articole și Anexe Directiva 2012/27/UE
A2	Clădirile publice	Art 5 Anexa 3
A3	Achizițiile publice	Art 6 and 19(1b) Anexele 3 și 13
A4	Strategia pe termen lung pentru renovarea clădirilor	Art 4 și 19(1a)
A5	Contorizare, facturare și informații privind facturarea	Art 9, 10 și 11 Anexa 7
A6	Resurse pentru cererea de energie Demand side resources	Art 15(8) Anexa 11 (2) și (3)
A7	Eficiența rețelelor de energie și eficiența transformării energiei Grid efficiency and transformation efficiency	Art 15 Annexes 11 (1) and 12
A8	Serviciile energetice și Societățile de Servicii Energetice (ESCO)	Art 18(1,2,3) Anexa 13
A9	Auditorii energetice și sistemele de management	Art 8 Anexa 6
A10	Certificarea serviciilor energetice, programe de formare pentru auditorii energetici și managerii energetici	Art 16
A11	Eficiența furnizării energiei, cogenerarea de înaltă eficiență CHP și încălzire/răcire	Art 14 Anexele 1, 2, 8, 9 și 10
A12	Scheme de obligații privind eficiența energetică și măsurile alternative	Art 7 (excl. paragrafele 7(6), (10) (d, e, f, i))
A13	Finanțare (cross-cutting area)	Art 20
A14	Informare și formare profesională (cross-cutting area)	Art 12, 16 și 17

Fig. nr. 21 Arii specifice identificate pentru asistență din partea forurilor europene

La Sofia, Bulgaria a avut loc Prima Plenary Meeting în perioada 18-20 octombrie 2017, conform agendei transmise de către coordonatorii Proiectului european CAEED 2, fiind decontate cheltuielile de deplasare pentru 3 experți români, cât și sumele aferente cheltuielilor de personal bugetate în fondul de

salarii al ANRE BVC 2017-2021, prin activitatea experților ANRE, conform procedurilor europene și naționale implementate și auditate intern și extern de către ANRE, respectiv Curtea de Conturi.

A2. Valorificarea schimbului de bune practici europene din cadrul Proiectului CA EED 2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE) în cadrul activității ANRE.

Derularea activităților Proiectului precedent CAEED - *Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică* (EED - 2012/27/UE), derulat în perioada 2011 – martie 2017, cât și activitățile prezentului Proiect contribuie la îndeplinirea obiectivelor ANRE, prin Departamentul de Eficiență Energetică, pentru soluționarea EU Pilot și acțiunilor de infringement în domeniul eficienței energetice, cât și Rapoartelor de Progres ale României în domeniul eficienței energetice elaborate de către ANRE în anii 2015 - 2018, fiind publicate pe site-ul Comisiei Europene și ANRE.

Proiectul CAEED, respectiv CAEED2 - Concerted actions Energy Efficiency Directive au fost inițiate de către Comisia Europeană pentru a asigura transpunerea clară și coerentă a Directivei 2012/27/UE în legislația națională a Statelor Membre. În România, Directiva 2012/27/UE a fost transpusă în Legea nr. 121/2012 privind eficiența energetică, modificată și completată de Legea nr.160/2016, iar ANRE, prin Departamentul de Eficiență Energetică are responsabilitatea transunerii prevederilor legii în legislația secundară. La nivelul Comisiei Europene se derulează proiecte similare pentru Directiva privind regenerabile (CA-RES), respectiv Directiva pentru clădiri (CA-EPBD).

Pe parcursul anului 2017, schimburile de experiență europene, evaluarea aspectelor pozitive și a celor care necesită îmbunătățiri ale statelor membre în vederea transunerii și implementării Directivei 2012/27/UE aferente derulării activităților Proiectului CAEED au contribuit la îndeplinirea următoarelor obiective ale ANRE, prin Departamentul de Eficiență Energetică, precum și ale României în calitate de Stat Membru, și anume :

- Redactarea și transmiterea către Ministerul Energiei / Comisia Europeană a **Raportului privind progresul înregistrat în îndeplinirea obiectivelor naționale de eficiență energetică**, care se publică pe site-ul Comisiei Europene;

- Participarea ANRE la soluționarea dosarului EU Pilot (2017) 9193 cu cele 58 întrebări adresate României și unde ANRE a contribuit la elaborarea a 31 răspunsuri, în cadrul Grupului de lucru pentru soluționarea EU Pilot.

- Diseminarea bunelor practici europene în cadrul activităților de informare transparentă cu privire la avantajele și la aspectele practice ale adoptării măsurilor de îmbunătățire a eficienței energetice, inclusiv în cadrul **Punctului de Informare privind eficiența energetică**, înființat de către Departamentul pentru eficiență energetică al ANRE în data de 23.03.2015. În cadrul tematicii aferente **Punctului de Informare privind eficiența energetică**, se pot menționa următoarele informații, adresate în mod special consumatorilor casnici de energie, și anume:

- Legislația europeană și națională aferentă domeniului eficienței energetice, publicată inclusiv pe site-ul web al ANRE [www.anre.ro/Eficiența Energetică](http://www.anre.ro/Eficiența_Energetică) ;
- Ghiduri și broșuri cu informații privind economia de energie, costuri reduse și protecția mediului din cadrul Proiectelor europene din domeniul eficienței energetice derulate în cadrul ANRE.
- Schimbările eficiente din punct de vedere energetic și ușor de realizat cu privire la utilizarea energiei în cazul consumului casnic de energie electrică și gaze naturale;
- Informații cu privire la exemple de bune practici europene aplicate de către statele membre UE cu privire la măsurile de eficiență energetică la nivelul consumatorilor casnici de energie. Prin expertiza demonstrată în cadrul grupurilor de lucru pentru soluționarea EU Pilot sau acțiunilor de infringement în domeniul eficienței energetice, ANRE, alături de Ministerul Energiei, MAE și MDRAP a contribuit la soluționarea neconformărilor privind preluarea acquis-ului european în domeniul eficienței energetice din România.

În cadrul întâlnirilor CAED 2, reprezentanții Comisiei Europene au prezentat stadiul negocierilor pachetului de măsuri legislative de iarnă *Energie curată pentru toți europenii* publicat în data de 30.11.2016 de către Comisia Europeană, care vizează trei obiective principale ale UE privind Strategia Europa 2030 și Energy Union, și anume: rolul primordial acordat eficienței energetice, lider mondial în domeniul energiei din surse regenerabile și soluții echitabile pentru consumatorii de energie, incluzând măsuri menite să îi protejeze pe consumatorii cei mai vulnerabili și în sărăcie energetică.

C.1. Prezentarea Proiectului ODYSSEE MURE - <http://www.odyssee-mure.eu/>

În cadrul Programul European Horizon 2020, dedicat promovării politicii de creștere a eficienței energetice, ANRE participă în perioada 2016-2018, sub coordonarea ADEME din Franța, la proiectul "ODYSSEE-MURE, a decision support tool for energy efficiency policy evaluation". Proiectul ODYSSEE MURE este continuarea proiectului EIE - ODYSSEE MURE 2012.

Proiectul se bucură de suportul tehnic al următoarelor instituții europene de prestigiu: Enerdata, Fraunhofer, ISINNOVA and ECN.

Componență proiectului:

Baza de date ODYSSEE - gestionată de Enerdata, conține date privind consumul de energie, drivele acestora -indicatorii de activitate, emisiile de CO₂ aferente precum și informații detaliate privind eficiența energetică și indicatorii de emisii de CO₂. Este o bază de date complexă cu nivele diferite de acces.

<http://www.indicators.odyssee-mure.eu>

Datele și indicatorii Odyssee sunt disponibile printr-o interfață prietenoasă care permite o analiză avansată, cu rezultatele interogărilor prevăzute în tabelele și / sau grafice, cu posibilitatea de a schimba unitățile de măsură.

Baza de date MURE - gestionată de ISINNOVA, conține măsurile de eficiență energetică puse în aplicare la nivelul UE și la nivel național, cu descrierea lor și cu evaluarea impactului, ori de câte ori este disponibilă.

<http://www.measures-odyssee-mure.eu/>

În prezent, aceste două baze de date includ indicatori și date pentru 31 de țări din UE din care face parte și România. Acestea sunt accesibile on-line, gratis pentru toți participanții din proiect. Bazele de date și metodologiile de calcul ale indicatorilor de eficiență energetică sunt unitare pentru țările partenere în proiect. O astfel de abordare unitară este necesară deoarece calculele indicatorilor trebuie făcute coerent plecând de la o bază unitară (date comparabile calculate pe baza unor ipoteze comune). Datele și informațiile din cele două baze de date sunt folosite de către echipele naționale, de către Comisia Europeană și alte instituții europene.

Obiectivele majore ale proiectului ODYSSEE MURE:

- evaluarea și compararea progreselor privind eficiența energetică în diferite sectoare din țările UE și non UE;
- evaluarea măsurilor politicilor naționale de eficiență energetică în țările UE și non UE;
- analiza dinamicii implementării în cadrul PNAEE,
- monitorizarea ținutelor naționale privind eficiența energetică.

Pentru a ajuta țările UE să atingă ținta de eficiență energie de 20%, până în anul 2020, Directiva pentru Eficiență Energetică din 2012 DEFE stabilește un set de măsuri cu caracter obligatoriu.

Țările UE au stabilit, de asemenea propriile lor obiective naționale de eficiență energetică orientative. Pentru a atinge aceste obiective, țările UE trebuie să pună în aplicare politici de eficiență energetică și să monitorizeze impactul acestora. Comisia Europeană are, de asemenea, sarcina de monitorizare a impactului măsurilor pentru a verifica faptul că UE este pe drumul cel bun spre îndeplinirea obiectivului anului 2020.

Obiectivul principal al proiectului ODYSSEE MURE este de a contribui la această monitorizare prin:

- actualizarea celor două baze de date complete de către fiecare stat membru al UE: ODYSSEE pentru consumul de energie și indicatori de eficiență energetică și MURE privind măsurile de eficiență energetică,
- furnizarea de documente didactice de instruire și inovatoare către autoritățile și administrațiile naționale, regionale și locale în State membre ale UE, spre a mări capacitatea și expertiza lor în domeniul monitorizării eficienței energetice și evaluarea impactului.
- extinderea evaluării impactului eficienței energetice din economiile de energie și din emisiile de CO₂, către mai multe alte beneficii.

Actualizarea celor două baze de date ODYSSEE și MURE joacă un rol-cheie pentru a oferi informații actualizate și centralizate solicitate de fiecare stat membru și de Comisia Europeană astfel încât acestea să poată monitoriza și evalua progresele înregistrate în domeniul eficienței energetice precum și punerea în aplicare a măsurilor și a impactului acestora. Proiectul oferă instrumente inovatoare de instruire și documente ușor utilizabile către administrațiile publice pentru a le ajuta: în implementarea monitorizării progreselor realizate cu ajutorul indicatorilor, în proiectarea de noi măsuri de politică și în evaluarea impactului acestor măsuri, nu numai în ceea ce privește economiile de energie, dar și în ceea ce privește celelalte beneficii legate de îmbunătățirea eficienței energetice.

În cele din urmă, proiectul oferă o evaluare a beneficiilor multiple ale politicilor de eficiență energetică pentru toate statele membre folosind evaluarea existentă și alte noi calcule.

Pentru analiza stadiului în derularea proiectului precum și pentru stabilirea pașilor următori, pe parcursul anului 2017 în luna iulie a avut loc o întâlnire de lucru a consorțiului în Malta, întâlnire la care au participat și un reprezentant al ANRE.

Rolul echipelor naționale în anul 2017 la realizarea obiectivelor stabilite:

- ✓ a doua actualizare a bazei de date ODYSSEE;
- ✓ a doua actualizare a bazei de date MURE,
- ✓ furnizarea de date și studii de caz pentru evaluarea instrumentelor noi dezvoltate în proiect;
- ✓ contribuție la diseminarea rezultatelor – postarea pe site www.anre.ro a principalelor obiective și rezultate.

Site-ul ODYSSEE-MURE a fost re-proiectat, cu un nou design vizual pentru a ușura navigarea și pentru a aduna toate instrumentele de date într-un singur site web dedicat atât indicatorilor cât și politicilor.

C.2. Valorificarea datelor proiectului Odyssee Mure și schimbului de experiență din domeniul eficienței energetice în activitatea ANRE

ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică. Indicatorii calculați în cadrul proiectului după metodologia UE stau la baza elaborării celui de al patrulea Plan Național de Acțiune pentru Eficiența Energetică și vor fi utilizați în raportările intermediare la Comisia Europeană privind implementarea măsurilor din PNAEE.

Prin gestionarea pe internet a două baze de date complementare: ODYSSEE pe indicatori eficiență energetică / CO₂, inclusiv date detaliate privind consumul de energie, activități și emisiile de CO₂ aferente (aprox. 1000 de serii de date pe țară) și MURE privind măsurile de politică de eficiență energetică, inclusiv impactul acestora (aproximativ 2000 de măsuri) se realizează monitorizarea tendințelor eficienței energetice și măsurilor de politică energetică în Europa.

Baza de date ODYSSEE include următoarele *tipuri de indicatori*:

- intensități pentru energie / CO₂ care raportează energia utilizată în economie sau un sector la variabile macroeconomice (de exemplu PIB sau valoarea adăugată),
- consumul de energie unitar care compară consumul de energie la indicatorii fizici (de exemplu, consumul specific pe tona de ciment, oțel și hârtie),
- indicii de eficiență energetică pe sector (ODEX) pentru a evalua progresul eficienței energetice (în%),
- reducerea consumului de energie pentru a măsura cantitatea de energie economisită prin îmbunătățirea eficienței energetice,
- indicatori de ajustare pentru a permite compararea indicatorilor între țări (de exemplu, ajustări pentru diferențele de structură și anume adaptate la aceeași structură a valorii adăugate),
- indicatorii Benchmark / țintă pentru produsele energetice intensive (otel, ciment, hârtie), pentru a arăta potențialul îmbunătățirea bazat pe țările cu cea mai bună performanță,
- indicatorii de difuzie pentru a monitoriza pătrunderea pe piață a tehnologiilor eficiente energetic.

Aspectele metodologice și definițiile exacte ale indicatorilor și ale datelor sunt cuprinse și explicate în broșurile sectoriale editate în cadrul proiectului, la capitolul *Definiții și Glosar*.

Baza de date ODYSSEE este utilizată pentru monitorizarea și evaluarea trendurilor anuale ale eficienței energetice și emisiilor de CO₂ legate de energie. Indicatorii pentru energie sunt calculați pentru anii de după 1990 (UE-15 țări) sau începând din 1996 (noile state membre). Intrările pentru indicatori sunt furnizate de agențiile / instituțiile naționale pentru energie implicate în proiect în conformitate cu definițiile și orientările armonizate. ODYSSEE pe de o parte conține date detaliate cu privire la driverul consumului de energie la utilizatorii finali și, pe de altă parte, eficiența energetică și indicatorii aferenți CO₂. Datele sunt actualizate periodic de către reprezentanți naționali, cum ar fi agențiile pentru energie sau organizații statistice, (37 de parteneri în proiect) state membre UE și non-UE. În prezent, datele pe eficiență energetică sunt disponibile pentru perioada 1990-2015.

<http://www.measures-odyssee-mure.eu/>

Baza de date MURE (Mesures d'Utilizarea Rationnelle de l'Energie) oferă informații cu privire la politicile de eficiență energetică și măsuri care au fost implementate în statele membre ale Uniunii Europene precum și evaluarea impactului acestora, acolo unde au fost aplicate și monitorizate rezultatele. În baza de date, informația este accesibilă prin interogare. Baza de date Mure poate fi interogată pe 4 sectoare utilizare finală + măsuri orizontale, apoi după țară, tip de măsură sau utilizare finală. Este de asemenea posibil filtrarea după actor, publicul țintă, măsuri UE în domeniul, măsuri PNAEE, evaluarea impactului, impactul semicantitativ, starea, anul de start. Interogare direct prin șir de text (căutarea în

descriere pdf a măsurii poate dura câteva minute). Distribuția măsurilor pe tipuri poate fi vizualizată prin grafic de tip radar. În cele din urmă, mai multe facilități permit interogări specifice:

- Tabelele de sinteză oferă tabele de informare sintetice privind măsurile de eficiență energetică în funcție de țară, de tipul măsurii, utilizare finală, actori și publicul țintă.

- Facilitatea *Politici prin topic* permite interogarea tuturor măsurilor în domenii de topic specifice sau utilizare finală.

- Facilitatea *Măsuri de succes* permite o identificare simplă a măsurilor de succes folosind diferite criterii.

- Facilitatea *Interacțiunea politicilor* permite caracterizarea într-o manieră prietenoasă a unor pachete de măsuri și a interacțiunii între ele.

- Facilitatea *Policy Mapper* permite o vizualizare a tuturor politicilor care vizează anumite utilizări în domeniul energetic și legătura cu indicatorii de eficiență energetică aferenți.

- Facilitatea *Policy Scoreboard* caracterizează proiectarea măsurilor de politică și progresul acestora în timp.

Datele și informațiile din cele două baze de date sunt folosite de către echipele naționale și de: UE- CE - DG-Energie- prin indicatorii ODEX, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu; indicatorii Odysse au fost, de asemenea, folosiți în al patrulea raport pan-european de evaluare de mediu (CEE-ONU), AIE, Agenția Internațională pentru Energie.

ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică. Indicatorii calculați în cadrul proiectului după metodologia UE au stat la baza elaborării ultimului Plan Național de Acțiune pentru Eficiența Energetică și vor fi utilizați în raportările intermediare la Comisia Europeană privind implementarea măsurilor din PNAEE3.

În vederea diseminării activității, dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe site-ul web al ANRE, în anul 2017 au fost încărcate fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului Odyssee Mure pe parcursul derulării acestuia: <http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500/proiecte>

D.Proiectului INTAS - "INDustrial and tertiary product Testing and Application of Standards"

D.1. Prezentarea Proiectului INTAS <http://www.intas-testing.eu/>

Proiectul INTAS se derulează în perioada 2016-2019 și este finanțat integral în cadrul programului european „HORIZON 2020”.

Proiectul INTAS are ca obiectiv principal creșterea conformării echipamentelor de pe piața europeană cu prevederile Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE pentru un număr de produse industriale

complexe și de gabarit mare (în special pentru transformatoare de putere și instalații de ventilație industriale).

Obiective specifice:

a) sprijinirea autorităților europene de supraveghere piață în a evalua conformarea produselor industriale de gabarit mare cu prevederile Directivei 2009/125/CE;

b) sprijinirea reprezentanților industriei echipamentelor industriale de mare complexitate și agabaritice să cunoască obligațiile ce le revin din prevederile directivei de proiectare ecologică și să se conformeze de o manieră acceptată de autoritățile europene de supraveghere piață;

c) stabilirea unei proceduri europene comune pentru verificarea conformării produselor industriale de gabarit mare cu prevederile Directivei 2009/125/CE.

Prin prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, art. 3, (2), lit.c, ANRE - Departamentul pentru Eficiență Energetică are ca atribuție *asigurarea supravegherii pieței de echipamente și aparate pentru care există reglementări specifice privind eficiența energetică și proiectarea ecologică.*

Arii de lucru:

□ Privire de ansamblu asupra disponibilităților de testare: INTAS analizează opțiunile existente de testare din Europa și din restul lumii și studiază standardele de testare, facilitățile (laboratoare), procedurile și metodele existente pentru echipamente mari, în mod special pentru transformatoare și ventilatoare industrial.

□ Definirea cadrului de conformitate efectivă pentru autoritățile de supraveghere a pieței și pentru producători: INTAS stabilește procesul și metodologia prin care autoritățile de supraveghere pot identifica, selecta și evalua performanțele transformatoarelor și ventilatoarelor industriale.

□ Metodologia de evaluare a conformității: INTAS analizează rezultatele și procesele anterioare și asigură că metodologia propusă prin proiect este validată și de încredere prin preluarea de scheme-pilot existente în cadrul unor autorități naționale de supraveghere.

□ Colaborare între autoritățile de supraveghere și creșterea capacității strategice: în timpul proiectului, partenerii din consorțiu dezvoltă colaborarea între autoritățile de supraveghere, crește vizibilitatea și schimbul de informații privind performanțele energetice ale echipamentelor și supravegherea de piață printre părțile interesate, decidenți și finanțatori.

Date fiind posibilitățile limitate ale ANRE de a testa echipamente pentru prevederile Directivei de proiectare ecologică și a regulamentelor aferente, ANRE prin participarea în proiectul european - INTAS, asigură transferului necesar de know-how pentru evaluarea prin testare în laboratoare acreditate a produselor cu impact energetic complexe și de gabarit mare (cu referire specială pentru ventilatoarele industriale și transformatoarele de putere).

În conformitate cu prevederile Contractului 695943 — INTAS — H2020-EE-2014-2015/H2020-EE-2015-3-MarketUptake, WP 6, Task 6.2 ANRE a realizat și a coordonat în București, în luna martie 2017 o întâlnire națională a punctului național de contact al proiectului INTAS. Scopul a fost de a contribui

la facilitarea comunicării directe între diferiți actori pe piața românească implicați în implementarea cerințelor Directivei de Eco-proiectare. Au participat un număr de 46 de persoane reprezentanți ai autorităților de supraveghere a pieței, producători, comercianți și utilizatori de transformatoare și ventilatoare, asociații ale producătorilor și ale consumatorilor, consultanți în energie, factori de decizie, agenții de energie etc precum și la creșterea conștientizării utilizării tehnologiilor eficiente energetic și a celor mai bune soluții practice în industria românească.

În cadrul proiectului, în perioada august – octombrie 2017, pentru verificare conformității cu cerințele Regulamentului UE nr.548/2014 privind punerea în aplicare a Directivei 2009/125/CE a Parlamentului European și a Consiliului, în ceea ce privește transformatoarele de putere mici, medii și mari, cu un buget de cca. 11500 euro asigurat din fonduri europene, au fost testate 28 de transformatoare de 160, 250, 400 KVA. Testarea a fost realizată de către ANRE în colaborare cu Fise Electrica Serv, în laborator și on-site la utilizatori.

Pe parcursul anului 2017, pentru analiza stadiului în derularea proiectului precum și pentru stabilirea pașilor următori, consorțiului proiectului a avut două întâlniri de lucru, întâlniri la care au participat și reprezentanții ANRE: Lisabona – Portugalia – luna martie și Danemarca - Copenhaga – luna octombrie.

D.2. Valorificarea datelor generate de proiectul INTAS și schimbului de experiență în activitatea ANRE

ANRE utilizează rezultatele obținute în cadrul proiectului pentru îndeplinirea sarcinilor ce îi revin conform cerințelor Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică.

Subiectul proiectului INTAS se pliază pe atribuția ce revine ANRE - **Departamentul pentru Eficiența Energetică** prin prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, art. 3 lit. C, atribuție privind asigurarea supravegherii pieței de echipamente și aparate pentru care există reglementări specifice privind eficiența energetică și proiectarea ecologică.

Proiectul sprijină creșterea conformității echipamentelor de pe piața europeană cu prevederile Directivei de Proiectare Ecologică pentru un număr de produse industriale complexe și de gabarit mare (transformatoare de putere, instalații de ventilație industriale).

Proiectul INTAS ajută ANRE în activitatea de Supraveghere a Pieței (și la nivel mondial) să stabilească o verificare de piață sustenabilă și eficientă a cerințelor de conformitate și informațiile pentru performanța energetică a echipamentelor mari, cu un accent specific pentru transformatoare de putere agabaritice și pentru ventilatoare.

În vederea diseminării activității legate de implementarea Directivei 125/2009 în perioada de desfășurare a proiectului INTAS (2016-2019), ca partener în consorțiu, ANRE trebuie să organizeze 2 întâlniri ale

reprezentanților Punctului Național de Contact (factorii implicați și interesați în implementarea cerințelor Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE).

Datele și informațiile din proiectul INTAS sunt și vor fi folosite de către echipele naționale precum și de instituții europene ca: UE - DG-Energie, Agenția Europeană de Mediu în rapoartele sale pe Energie și Mediu; AIE și Agenția Internațională pentru Energie.

Tot în vederea diseminării activității dar și a noutăților europene din domeniul eficienței energetice pe site-ul web al ANRE, pe parcursul anului 2017 au fost încărcate toate fișierele cu materialele elaborate în cadrul proiectului INTAS-<http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500/proiecte/proiectul-industrial-and-tertiary-product-testing-and-application-of-standards-intas>.

Participări la alte evenimente internaționale

1. Participarea la întâlnirile anuale ale EnR (Asociația agențiilor europene de eficiență energetică) în anul 2017.

ANRE este membru al Asociației EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa*, formată din 24 de agenții europene din domeniul energiei, responsabile pentru elaborarea, implementarea sau revizuirea programelor naționale de cercetare, dezvoltare sau de diseminare din domeniul eficienței energetice, al energiei regenerabile și schimbărilor climatice, cu scopul de a întări cooperarea între agențiile membre și alți actori europeni cu privire la toate aspectele relevante pentru energia durabilă.

Despre Asociația EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa*:

➤ Anual sunt organizate doua întruniri, EnR Full and Regular Meeting și EnR Regular Meeting, la care participă toți membrii și în cadrul cărora sunt discutate problemele interne ale asociației EnR, fiind prezentate rapoartele de activitate ale grupurilor de lucru;

➤ Un eveniment important EnR organizat anual este Thinking Group Meeting unde participă conducerea agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa.

➤ Schimbul de informații are loc, în principal, prin intermediul celor opt Grupuri de Lucru, acestea fiind deschise și altor organizații terțe relevante, care doresc să devină membre ale EnR. De asemenea, în afara rolului pe care îl au în diseminarea informațiilor, Grupurile de Lucru servesc drept forumuri pentru elaborarea și implementarea proiectelor comune în cadrul programelor finanțate de Uniunea Europeană, cum ar fi programul Orizont 2020 al Comisiei Europene.

Cele opt grupuri de lucru ale Asociației EnR sunt următoarele:

- Grupul de Lucru Schimbarea comportamentului energetic
- Grupul de Lucru Clădiri
- Grupul de Lucru Eficiență Energetică
- Grupul de Lucru Industrie
- Grupul de Lucru Etichetare și Eco design
- Grupul de Lucru Instrumente de Monitorizare
- Grupul de Lucru Surse de Energie Regenerabilă
- Grupul de Lucru Transport

Președinția Asociației EnR se stabilește anual, iar ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, a preluat Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa* începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european, inclusiv dezvoltarea temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*.

În perioada februarie 2017-februarie 2018, ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică a coordonat schimbul de informații și bune practici în domeniul eficienței energetice, în vederea dezvoltării temei propuse privind *sărăcia energetică la nivel european și național*, în contextul noii legislații europene elaborate conform strategiilor *Europa 2030* și *Energy Union - Energie curată pentru toți europenii*. Totodată, ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică a colaborat cu Agenția pentru Energie din Austria, în vederea derulării procesului de evaluare pentru acordarea statutului de membru al EnR Autorității pentru Energie din Ungaria și asigurat organizarea tuturor evenimentelor EnR Network, inclusiv actualizarea informațiilor publicate pe site-ul EnR și ANRE, derularea activității celor 8 Grupuri de lucru EnR și corespondența cu membrii EnR și reprezentanții Troika EnR (fosta/actuala/viitoarea Președintă anuală EnR). La evenimentele EnR organizate de ANRE-DEFE în anul 2017 și 2018 au participat reprezentanții Agențiilor de Eficiență Energetică din cadrul statelor membre, cât și experți din cadrul CNR-CME, Centrului Român al Energiei, Centrului pentru Studiul Democrației, etc.

Evenimentele EnR organizate de ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică sau cu prezentarea activităților derulate pe perioada Președinției asigurate de ANRE 2017/2018 sunt următoarele :

- întâlnirea de lucru dintre reprezentanții EnR - *Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică* și reprezentanții EPA Network - *Asociația agențiilor naționale de protecție a mediului* din Europa, 8 martie 2017 Bruxelles;

- Conferință Romanian Energy Day 2017, Centrul Român pentru Energie, 30-31 mai 2017, Bruxelles;
- EnR Regular Meeting și Chair& Troika Meeting, 13-15 iunie 2017, București;
- Conferința *Legislația românească și noile orientări europene privind protecția consumatorilor vulnerabili și în sărăcie energetică* – CNR-CME, 14 septembrie 2017, București;
- EnR Thinking Group Meeting, 27-28 septembrie 2017, Salzburg;
- Conferința Innovation Norway Programme “Renewable Energy, Energy Efficiency, Energy Security” (RO-Energy), 8 noiembrie 2017, București
- Conferința Ministerială privind Cooperarea în Domeniul Energiei în formatul China - Statele Europei Centrale și de Est ('16+1'), 9 noiembrie 2017, București.
- EnR Regular&Full Meetings și Chair& Troika Meeting, 20-22 februarie 2018, Londra cu predarea Președinției EnR 2018/2019 către ENEA Italia.

Documentele Comisiei Europene prezintă vulnerabilitatea consumatorilor europeni de energie ca fiind o îngrijorare în creștere, iar statele membre au responsabilitatea asigurării protecției efective a consumatorilor aflați în situații vulnerabile, incluzând și conceptul de sărăcie energetică în cadrul noii legislații europene publicate în data de 30.11.2016, în contextul Țintelor *Europa 2030* și *Energy Union - Energie curată pentru toți europenii*.

Pachetul de măsuri legislative *Energie curată pentru toți europenii* stabilește o nouă abordare referitoare la protecția consumatorilor vulnerabili, care include, de asemenea, sprijinirea statelor membre în reducerea costurilor energiei pentru consumatori, prin sprijinirea investițiilor în domeniul eficienței energetice. Propunerile Comisiei privind eficiența energetică solicită statelor membre să țină cont de sărăcia energetică, prevăzând ca o parte dintre măsurile de eficiență energetică să fie puse în aplicare în mod prioritar pentru gospodăriile afectate de sărăcia energetică și pentru locuințele sociale. Strategiile acestora de renovare a clădirilor pe termen lung ar trebui, de asemenea, să contribuie la reducerea sărăciei energetice.

Propunerile legislative „Energie curată pentru toți europenii” vor diminua sărăcia energetică prin creșterea suportabilității cheltuielilor consumatorilor casnici. Sănătatea populației poate fi îmbunătățită prin clădiri reabilite cu sisteme moderne de încălzire care emit mai puține noxe, iar locuințele încălzite adecvat reduc umezeala.

Consumatorii de energie europeni vor dispune, de opțiuni mai bune în materie de furnizori de energie, de acces la instrumente fiabile de comparare a prețurilor la energie, precum și de posibilitatea de a-și produce singuri electricitatea și de a o vinde. O transparență sporită și o mai bună reglementare înseamnă o mai mare implicare pentru societatea civilă în sectorul energetic ca răspuns la semnalele de preț. Pachetul legislativ european conține și anumite măsuri menite să îi protejeze pe

consumatorii cei mai vulnerabili de energie. Doar câteva state membre ale UE au legislație națională ce include conceptul de sărăcie energetică, fără a exista un consens asupra definirii juridice a termenului.

Statele membre sunt obligate să măsoare și să monitorizeze sărăcia energetică și să raporteze către Comisia Europeană la fiecare 2 ani, iar Comisia va facilita schimbul de bune practici prin înființarea *Energy Poverty Observatory*.

Tema sărăciei energetice propusă de ANRE/DEFE pe perioada Președinției EnR 2017 a fost extrem de bine recepționată pe plan național și european, iar omologii europeni au contribuit cu bunele practici naționale în vederea consolidării documentului de poziție EnR privind sărăcia energetică la nivel european și asigurarea continuității acestei teme de către Președinția EnR 2018 – ENEA Italia, în perspectiva aprobării Clean Energy Package în anul 2018 (prezentările au fost publicate pe site-ul ANRE și EnR Network).

2. Cooperare ANRE-AEA (Agenția pentru Energie din Austria)

În anul 2014, a fost semnat Memorandumul de Cooperare între Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei și Agenția pentru Energie din Austria, ce are ca scop principal schimbul de informații și bune practici privind următoarele domenii: eficiență energetică, implementarea directivelor europene și a cadrului legal aferent, sursele de energie regenerabilă.

De asemenea, în afara activităților de informare, s-a dorit ca această cooperare să se concentreze și asupra unor tematici specifice, în acest sens fiind agreate următoarele subiecte de discuție:

- Politici și proiecte privind eficiența energetică și implementarea la nivel național a Directivei nr. 2012/27/EU privind eficiența energetică
- Politica privind probleme și aplicații tehnice, cum ar fi măsurarea inteligentă
- Contractul de performanță energetică și alte subiecte legate de sectorul public
- Politici și proiecte privind sursele de energie regenerabilă.

În anul 2017 au fost organizate două întâlniri, la Viena – în luna mai 2017 și la Salzburg – în luna septembrie 2017, cu ocazia participării reprezentanților AEA și ANRE la Thinking Group Meeting, organizată de către ANRE în cadrul Președinției EnR 2017, cu sprijin logistic din partea AEA.

Scopul principal al întâlnirii l-a constituit abordarea problematicei sărăciei energetice la nivel european, ca temă aleasă de Președinția EnR pentru anul 2017, în acest sens fiind susținute o serie de prezentări de către reprezentanții agențiilor membre EnR, prezenți la întrunire, precum și de către reprezentanții statului federal Salzburg.

Principalele obiective pentru anul 2017, în cadrul cooperării ANRE-AEA, au fost următoarele:

- Modul de abordare a problemelor de eficiență energetică la nivelul ambelor țări și în special modul de transpunere și implementare al Directivei 27/2012 privind eficiența energetică în legislația națională;

- Programele de informare și capacitate a consumatorilor, conform art. 12 al Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică;
- Programul Klimaaktiv și modul prin care sunt coordonate programele de informare;
- Implementarea legislației în domeniul eficienței energetice, în special privind sancțiunile aplicate, conform art. 13 din Directivă privind eficiența energetică.
- Problematika sărăciei energetice la nivel național și european – contribuție la elaborarea documentului de poziție al ANRE-EnR „Sărăcia energetică în Europa și în statele membre”;
- Identificarea unor modalități de replicare a programului Cost Saving Calculator într-o formă simplificată;
- Discuții privind sistemele de repartizare a costurilor pentru încălzire și apă caldă de consum în imobile de tip condominiu;
- Organizarea EnR Thinking Group Meeting ca acțiune comună a ANRE, în calitate de Președinte al asociației EnR, și a AEA și discutarea aspectelor privind procesul de evaluare al Autorității pentru Energie din Ungaria, în vederea obținerii statutului de membru EnR.
- Continuarea colaborării în vederea indentificării unor proiecte comune în domeniul eficienței energetice și a surselor regenerabile de energie.

Având în vedere că schimbul de experiență româno-austriac în domeniile eficienței energetice și surselor regenerabile de energie, adaptat la specificul național, a facilitat procesul de armonizare și implementare a legislației secundare conform celor mai bune practici europene în domeniu, Departamentul pentru Eficiență Energetică dorește continuarea activităților de colaborare și identificarea de noi teme, în vederea semnării unui nou Memorandum de Cooperare în cursul anului 2018.

De asemenea, se consideră utilă experiența austriacă privind campaniile de informare a consumatorilor, în acest sens urmând să fie solicitat sprijin în vederea realizării unor broșuri sau programe informaționale asemănătoare campaniilor derulate de Agenția pentru Energie din Austria.

3. Alte activități:

ANRE, prin intermediul reprezentanților Departamentului pentru Eficiență Energetică, participă la evenimente și conferințe dedicate domeniului eficienței energetice, sub patronajul ANRE, care reunesc autorități, furnizori de servicii energetice - companii ESCO, auditori energetici, furnizori de echipamente de eficiență energetică, precum și experți în utilizarea fondurilor europene și altor surse de finanțare, în vederea responsabilizării factorilor decizionali privind politicile și măsurile active pentru creșterea eficienței energetice, în vederea atingerii țintelor naționale în domeniu.

Începând cu luna iulie 2017, Comisia Europeană, în parteneriat cu ANRE, Ministerul Energiei și Ministerul Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene a demarat organizarea unei *Conferințe regionale privind finanțarea eficienței energetice în România, Ungaria și Bulgaria*, care

a avut loc la București pe 1 februarie 2018, fiind considerat de către forurile europene cel mai reușit eveniment regional din Europa.

Evenimentul a abordat următoarele subiecte, și anume:

- politica UE privind eficiența energetică și sprijinul UE pentru finanțarea investițiilor în eficiența energetică.
- progresul investițiilor în eficiența energetică din regiune.
- cele mai bune practici privind modul în care eficiența energetică poate fi finanțată prin fonduri private.
- Implicarea actorilor care iau deciziile și părțile interesate într-o discuție profesională cu privire la modalitățile de îmbunătățire a investițiilor în eficiența energetică.
- Identificarea modalităților de depășire a barierelor din calea investițiilor și posibilele etape privind cooperarea pe viitor.

În contextul Țintelor naționale *Europa 2020* asumate de România în cadrul *Programului Național de Reformă (PNR) 2017*, creșterea eficienței energetice este una din cele trei priorități naționale în domeniul energiei, iar ANRE promovează dialogul constructiv cu toți factorii interesați în activitatea de reglementare și diseminarea susținută a noutăților legislative naționale și europene în domeniul eficienței energetice, în conformitate cu principiile de reglementare privind transparența, predictibilitatea și responsabilitatea activității de reglementare în domeniu.

4. Participarea la Grupurile de lucru UE

În vederea respectării *acquis-ului comunitar* în domeniul eficienței energetice, în cadrul Comitetului pentru Directiva de Eficiență Energetică, din care face parte și ANRE, principalele activități diseminate la nivelul Comisiei Europene către statele membre au vizat următoarele :

1. Informări asupra obligațiilor de notificare, asupra Țintelor indicative naționale privind eficiență energetică în conformitate cu cerințele Directivei 2012/27/UE;
2. Informări asupra principalelor etape ale procesului de încălcare în cazul non-comunicare, non-conformitatea și de aplicarea greșită;
3. Discutarea problemelor cu care statele membre se confruntă în activitatea lor continuă de transpunere și implementare a Directivei 2012/27/EU, de punere în aplicare cerințelor acesteia;
4. Oferirea de exemple privind finanțarea implementării Directivei de Eficiență Energetică.

Comitetul pentru Directiva de Eficiență Energetică are mandatul de a asista Comisia prin adoptarea de măsuri de punere în aplicare a Directivei 2012/27/EU și de a o sprijini în analiza și evaluare acesteia. Acest Comitet servește ca forum pentru schimbul de informații și bune practici la nivelul UE în vederea elaborării unor documente de lucru care să explicitizeze prevederile cheie ale Directivei 2012/27/UE și

reviuirea Directivei de Eficiență Energetică în contextul Țintelor aferente Strategiei Europa 2030 și Uniunea Europeană.

Pentru verificarea respectării prevederilor directivelor și regulamentelor privitoare la activitatea de supraveghere de piață în domeniul ecoproiectării și etichetării eficienței energetice, Departamentul de Eficiență Energetică din cadrul ANRE cooperează cu: Ministerul Energiei - Punctul național de contact responsabil de punerea în aplicare a Directivei 2009/125 /CE privind proiectarea ecologică, Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC), Asociația de Acreditare din România (RENAR) și Asociația Producătorilor Europeni de Electrocasnice din România - CECED România.

ANRE este membru al grupului de lucru ADCO (Administrative Cooperation Working Group) - grup de experți inițiat de Comunitatea Europeană ca să activeze în vederea respectării cerințelor celor două directive aplicabile produselor cu impact energetic, Directiva 2009/125/CE de proiectare ecologică și Directiva 2010/30/UE pentru etichetare energetică.

Prin grupul de experți ADCO se realizează și se facilitează schimbul de informații în vederea aplicării tuturor regulamentelor de proiectare energetică și de etichetare energetică, într-un mod coerent, la nivelul UE.

Anual, grupul ADCO organizează două întâlniri, primăvara și toamna, la care participă experți din țările membre și în cadrul cărora sunt discutate problemele interne ale grupului (modul în care activitățile de supraveghere piață pentru etichetarea energetică și proiectarea ecologică se desfășoară în statele membre UE, informări asupra stadiului de desfășurare al proiectelor europene cu finanțare Horizon 2020 din domeniile proiectare ecologică / etichetare energetică, probleme legate de interpretările neconforme ale prevederilor legislației în vigoare în domeniu, informări asupra inițiativelor legislative ce urmează a fi emise sau modificate în proiectarea ecologică / etichetarea energetică, poziții comune asupra neconformităților / încălcărilor legislației semnalate pe piața echipamentelor cu impact energetic, prezentarea de rapoarte de activitate ale celor două grupuri de lucru, grupul proiectare ecologică / grupul etichetare energetică, discuții pe marginea neclarităților de abordare ale prevederilor legislației în domeniu - Grey Area Questions, adoptarea minutilor întrunirilor precedente, aprobarea / respingerea prin vot a unor propuneri discutate anterior, etc).

ANRE a fost invitată și a participat la întâlniri organizate în diferite țări membre, dar a și organizat una dintre întâlnirile bianuale la București, în primăvara anului 2017.

Pe plan internațional, ANRE participă la întâlnirile grupurilor de lucru din cadrul 'Administrative Cooperation Group' (ADCO) pentru problematica etichetării energetice, respectiv a proiectării ecologice:

- ADCO -Eco-design – Directive 2009/125/EC (ECOD)
- ADCO Energy Labelling – Directive 2010/30/EU and Regulation (EU)

2017/1369 (ENERLAB)

În vederea aplicării prevederilor regulamentelor europene de etichetare energetică și de proiectare ecologică pentru echipamentele industriale care intră în sarcina ANRE, pe parcursul anului 2017 au fost realizate acțiuni de dezvoltarea cooperării internaționale și transferului de know-how:

- organizare și participare la reuniunea grupului de experți în ecoproiectare ADCO – București - aprilie 2017;
- participare la întâlniri ale grupului pentru etichetare energetică și proiectare ecologică al Rețelei europene a agențiilor de eficiență energetică - EnR (videoconferințe);
- participare la 2 întâlniri ale consorțiului proiectului european INdustrial and tertiary product Testing and Application of Standards - INTAS).

Eficiență energetică : realizări 2017 și perspective 2018

În ceea ce privește progresele înregistrate în realizarea obiectivelor naționale din Strategia Europa 2020, conform Raportului de țară al României pentru 2018 – SWD(2018) 221 final publicat de Comisia Europeană în data de 07.03.2018, România are rezultate bune în domeniile energiei din surse regenerabile și eficienței energetice”.

ANRE, prin intermediul Departamentului pentru Eficiență Energetică, a preluat Președinția anuală și Secretariatul Asociației EnR - Asociația agențiilor naționale de eficiență energetică din Europa începând cu data de 23 februarie 2017 până în data de 22 februarie 2018, în vederea coordonării activităților EnR la nivel european, inclusiv dezvoltarea temei propuse privind sărăcia energetică la nivel european și național. Tema sărăciei energetice propusă de ANRE/DEE pe perioada Președinției EnR 2017 a fost extrem de bine recepționată pe plan național și european, iar omologii europeni au contribuit cu bunele practici naționale în vederea consolidării documentului de poziție EnR privind sărăcia energetică la nivel european și asigurarea continuității acestei teme de către Președinția EnR 2018 – ENEA Italia, în perspectiva aprobării Clean Energy Package în anul 2018.

Prin intermediul Proiectului Observatorului European al Sărăciei Energetice a fost lansată la Bruxelles, în data de 29 ianuarie 2018, platforma EU Energy Poverty Observatory, fiind un portal dedicat sărăciei energetice, ce se dorește a fi un agregator de informații statistice menit să surprindă realitatea multiformă a acestui concept. La eveniment au participat și reprezentanți ai ANRE.

Consolidarea cooperării cu statele membre și Comisia Europeană în cadrul activităților aferente derulării Proiectului european CAEED2 - Acțiuni comune pentru directiva privind eficiența energetică (EED - 2012/27/UE) în anul 2017, urmând asigurarea organizării și reprezentării la nivel înalt a oficialilor români

din partea ANRE în cadrul celei de-a treia Plenary Meeting va avea loc la București în luna octombrie 2018, pe următoarele subiecte, și anume :

1. Sinergia între Directiva de eficiență Energetică și Regulamentul de Guvernanță al Uniunii Energetice;
2. Planurile de încălzire și răcire – modul corect de abordare al provocărilor statelor membre;
3. Continuarea obligativității auditurilor energetice la 4 ani;
4. Managementul energetic în cadrul clădirilor guvernamentale

Contribuția la monitorizarea impactului aplicării măsurilor de politică în domeniul eficienței energetice în cadrul derulării Proiectului european ODYSSEE MURE în anul 2017 prin furnizarea de documente didactice de instruire și inovatoare către autoritățile și administrațiile naționale, regionale și locale în State membre ale UE, spre a mări capacitatea și expertiza lor în domeniul monitorizării eficienței energetice și evaluarea impactului. Următoarele activități aferente Proiectului european ODYSSEE MURE în anul 2018 prevăd o sesiune de instruire / training la nivel european / regional la Viena în 25-26.04. 2018 și un Seminar instruire la nivel național la București în 31 mai 2018.

Continuarea diseminării activității legate de implementarea Directivei 125/2009 în perioada de desfășurare a proiectului INTAS (2016-2019) de către ANRE, ca partener în consorțiu, prin organizarea a 2 întâlniri - în anul 2017, respectiv 2018 ale reprezentanților Punctului Național de Contact (factorii implicați și interesați în implementarea cerințelor Directivei de proiectare ecologică 2009/125/CE), iar următoarea întâlnire a Punctului național de contact al proiectului INTAS este programată pentru 30-31 mai 2018 la București. Astfel, partenerii din consorțiu dezvoltă colaborarea între autoritățile de supraveghere, asigură creșterea vizibilității și schimbului de informații privind performanțele energetice ale echipamentelor și supravegherea de piață printre părțile interesate, decidenți și finanțatori.

Din informațiile DG ENER prezentate în luna martie 2018, negocierile celor trei entități europene (Comisia Europeană, Consiliul și Parlamentul European se vor prelungi și în semestrul I al anului 2018 și, cel mai probabil, aprobarea Clean Energy Package se va face în perioada Președinției austriece a Consiliului European, în semestrul 2 al anului 2018. Astfel,

➤ **Directiva revizuită de eficiență energetică va intra pentru a 3-a oară în dezbaterile celor trei foruri europene în data de 16 mai 2018,**

➤ **Directiva revizuită privind susținerea energiei din surse regenerabile se dezbate pentru a 2-a oară de către cele trei foruri europene în data de 27 martie 2018,**

➤ **Regulamentul pentru guvernanța Uniunii energetice va intra pentru a 2-a oară în dezbaterile celor trei foruri europene în data de 26 aprilie 2018,**

- organizarea pieței de energie electrică – încă nu s-a decis data negocierilor celor trei foruri europene
- organizarea pieței de gaze naturale – se află în luna martie 2018 la nivelul comisiilor de specialitate ale Parlamentului European.

IV.2 Surse regenerabile de energie și cogenerare de înaltă eficiență

IV.2.1 Producerea energiei electrice din surse regenerabile

Legislația în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale la nivelul Uniunii Europene motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială. În consecință, având în vedere nivelul relativ ridicat al costurilor investiționale aferente producerii E-SRE, toate statele europene au instituit sisteme de sprijin a E-SRE.

Prin H.G. nr. 1892/2004 pentru *stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie*, în România a fost instituit sistemul de promovare prin certificate verzi, un sistem orientat spre mecanisme concurențiale de piață, și anume sistemul cotelor obligatorii combinat cu tranzacționarea de certificate verzi (CV).

Sistemul de promovare astfel instituit a fost reconfirmat prin Legea nr. 220/2008, *pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie*, denumită în continuare *Lege*, care și-a propus reglementarea domeniului de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

În aprilie 2009, Parlamentul European a aprobat Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Potrivit Anexei I din Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 *privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile*, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE, obiectivul de țară pentru România, privind ponderea energiei din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie, ce urmează a fi realizat până în anul 2020, este de 24%.

Pentru transpunerea Directivei 2009/28/CE în legislația națională, sistemul de promovare a fost modificat prin completarea și republicarea Legii nr. 220/2008, care și-a propus să facă mai atractiv sistemul pentru investitori introducând facilități noi, printre care și acordarea unui număr mai mare de certificate verzi, diferențiat în funcție de tipul tehnologiei de producere a E-SRE.

Sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin Legea nr. 220/2008, republicată cu modificările și completările ulterioare a fost autorizat de către Comisia Europeană în iulie 2011 prin Decizia C (2011) 4938 privind ajutorul de stat SA 33134 (20011/N) pentru România – certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie.

În aplicarea legislației primare în domeniul promovării energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, care de-a lungul timpului a suferit numeroase modificări și completări (H.G. nr. 1892/2004 a fost modificat și completat prin H.G. nr. 958/2006, iar Legea nr. 220/2008 a fost modificată și completată prin OG nr. 29/2010, Legea nr. 139/2010, OUG nr. 88/2011, Legea nr. 134/2012, OUG nr. 57/2013, Legea nr. 23/2014 și Legea nr. 122/2015), ANRE a elaborat și ulterior modificat și completat ori de câte ori a fost necesar cadrul de reglementare specific acestui domeniu.

Modificările aduse sistemului de promovare prin CV, respectiv prin Legea nr. 134/2012, OUG nr. 57/2013 și Legea nr. 23/2014 au fost autorizate de Comisia Europeană prin *Decizia C(2015) 2886 din 04.05.2015* iar în anul 2016 prin *Decizia C(2016) 8865/2016*.

În perioada ianuarie - martie 2017 pentru sistemul de promovare prin certificate verzi au fost aplicabile următoarele acte normative:

- **Ordinul ANRE nr. 77/2016 de modificare și completare a Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 48/2014;**
- **Ordinul ANRE nr. 2/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 101/2015;**
- **Ordinul ANRE nr. 16/2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 101/2015;**
- **Ordinul ANRE nr. 41/2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi;**
- **Ordinul ANRE nr. 17/2016 privind modificarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 60/2015.**
- **Ordinul ANRE nr. 52/2016 pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile de energie prin certificate verzi.**

Începând cu data de 1 aprilie a anului 2017, pentru asigurarea unui echilibru între producătorii de energie electrică din surse regenerabile și consumatorii finali, în contextul susținerii în continuare a producerii energiei din surse regenerabile astfel încât să se mențină nivelul țintei naționale de 24%, a fost adoptată **OUG 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.**

Prin **OUG nr. 24/2017** au fost aduse noi modificări sistemului de promovare prin certificate verzi instituit prin *Lege*, iar în vederea aplicării acesteia ANRE a emis următoarele reglementări:

- Ordinul ANRE nr. 77/2017 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi;
- Ordinul ANRE nr. 78/2017 de aprobare a Metodologiei de stabilire a cantității statice anuale de certificate verzi și a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi;
- Ordinul ANRE nr. 79/2017 de aprobare pentru modificarea și completarea Regulamentului de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 4/2015;
- Ordinul ANRE nr. 110/2017 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferentă anului 2018;
- Ordinul ANRE nr. 127/2017 privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 77/2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi.

Surse regenerabile de energie

Monitorizarea sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi

Prin activitatea anuală de monitorizare a sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile de energie prin certificate verzi, ANRE urmărește:

- să evalueze funcționarea schemei de sprijin prin certificate verzi și eficacitatea acesteia în îndeplinirea țăintelor naționale stabilite prin *Lege* privind ponderea E-SRE în consumul final brut de energie electrică;
- să evalueze eficiența schemei de sprijin prin CV raportat la efortul financiar necesar;
- să stabilească dacă, în urma aplicării schemei de sprijin prin certificate verzi, activitatea de producere a E-SRE este supracompensată;
- să evalueze funcționarea pieței de CV (PCV) în condiții de transparență și nediscriminare, cu respectarea prevederilor legale;

Sistemul de promovare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin certificate verzi funcționează încă din anul 2005. În cele ce urmează este prezentată evoluția principalilor indicatori ai acestui sector pentru perioada 2005-2017.

Aplicarea sistemului de promovare prin certificate verzi

Accesul producătorilor E-SRE în schema de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, a avut ca dată limită data de 31 decembrie 2016².

În perioada de aplicare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie au fost acreditați un număr de 778 de producători. Numărul producătorilor de E-SRE acreditați la sfârșitul anului 2017 a fost de 774 (dintre care 67 utilizează energie eoliană, 103 utilizează energie hidroelectrică în centrale electrice cu putere instalată de cel mult 10 MW, 576 utilizează energie solară și 28 utilizează biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate),

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

Tabelul nr.1

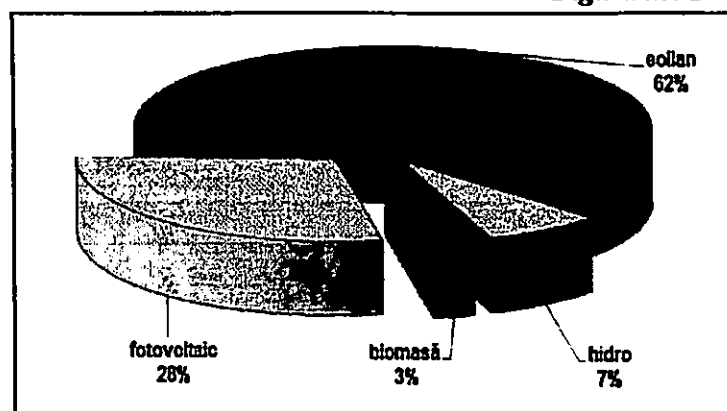
Surse regenerabile de energie/tehnologie	Producători E-SRE									
	număr					Pi [MW]				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
Centrale eoliene, din care:	60	64	66	67	67	2593	2810	2932	2963	2962
- Instalații eoliene rețehnologizate	13	12	4	4	2	11	11	12	9	8
Centrale hidro, $P_i \leq 10$ MW, din care:	69	100	104	103	103	263	295	314	348	342
- Centrale hidro rețehnologizate, $P_i \leq 10$ MW	9	15	15	19	19	50	82	88	68	62

² 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

Surse regenerabile de energie/tehnologie	Producători E-SRE									
	număr					PI [MW]				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
Centrale pe bază de biomasă – toate tipurile de tehnologii (inclusiv cogenerare) și gaz de fermentare EE din deșeuri municipale, ape uzate	14	14	25	28	28	66	81	107	124	124
Centrale fotovoltaice	370	403	514	577	576	1124	1217	1296	1360	1359

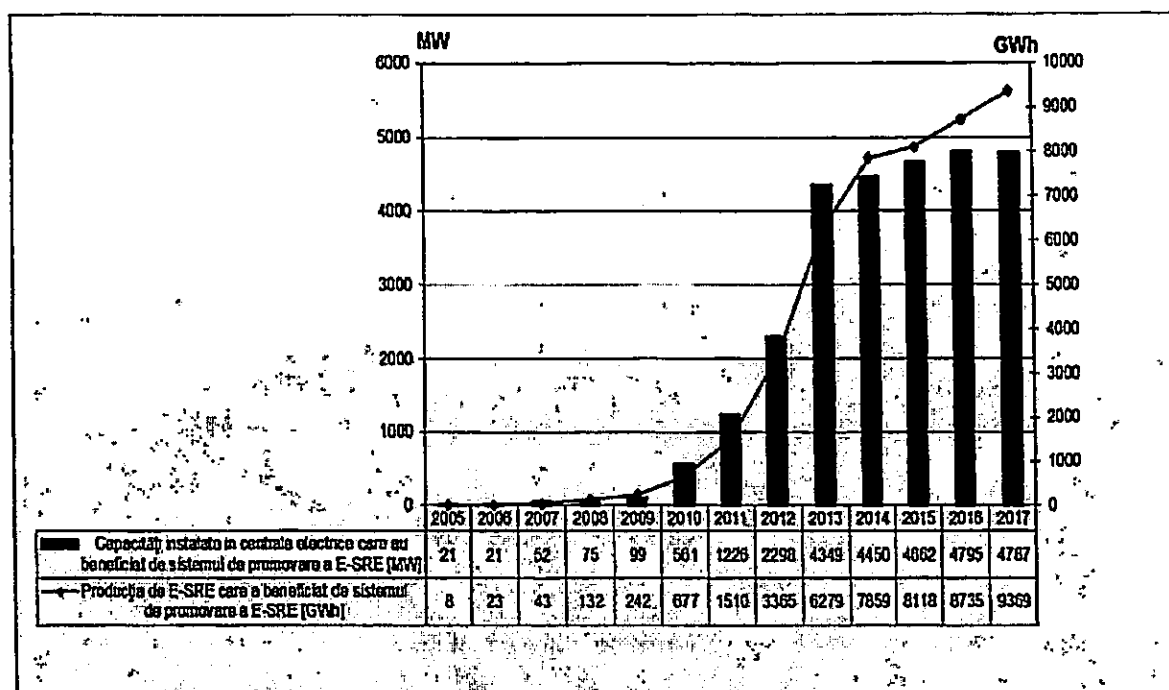
La sfârșitul anului 2017 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4787 MW, în scădere față de anul 2016, cu capacitățile electrice pentru care perioada de acreditare a expirat. În figura de mai jos este prezentată structura capacității electrice acreditată instalate pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2017

Figura nr. 1



E-SRE care a beneficiat de sistemul de promovare în cursul anului 2017 a fost de 9 369 GWh. În figura următoare este prezentată evoluția capacității electrice instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE și a energiei electrice produse în aceste centrale pentru perioada 2005-2017.

Figura nr. 2



Nota 1: Valorile capacităților instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare a E-SRE sunt aferente fiecărui sfârșit de an calendaristic

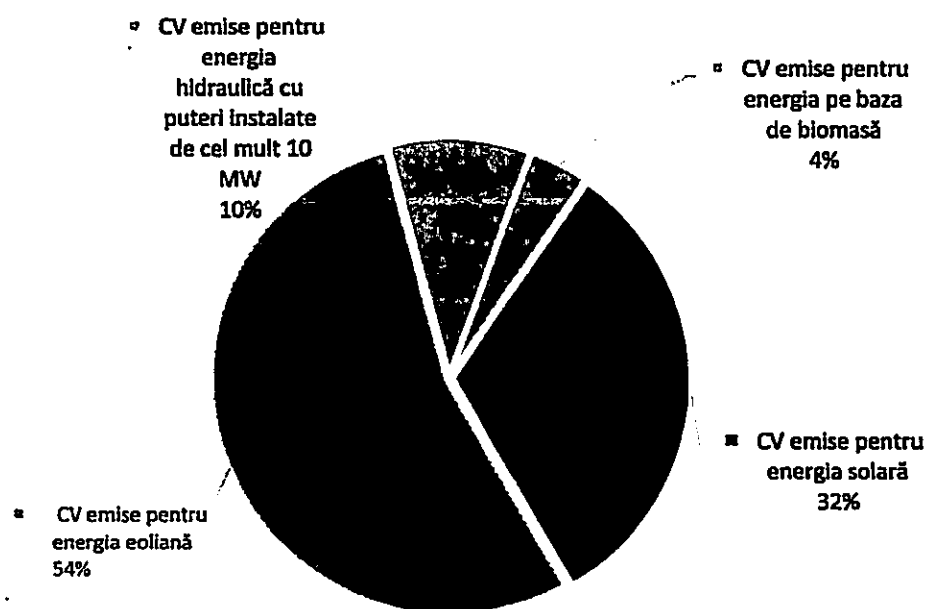
Pentru energia electrică produsă în centralele electrice acreditate, producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie le sunt acordate lunar certificate verzi de către Operatorul de Transport și Sistem (OTS). Numărul de certificate verzi primite de producătorii de E-SRE pentru fiecare 1 MWh produs și livrat în rețeaua electrică și/sau la consumatorii finali depinde de tipul sursei regenerabile de energie, iar în cazul energiei hidro și eoliene este dependent și de utilizarea anterioară a echipamentelor (centrale re tehnologizate sau vechi).

În anul 2017 pentru producția de E-SRE de 9 369 GWh au fost emise un număr de 20 177 614 CV cu următoarea distribuție pe tip de sursă regenerabilă:

- 10 888 083 CV pentru energia electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie eoliană;
- 1 974 883 CV pentru energia electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie hidroelectrică cu puteri instalate de cel mult 10 MW;
- 783 722 CV pentru energie electrică produsă în centrale pe biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 6 530 926 CV pentru energie electrică produsă în centrale electrice care produc energie electrică pe baza de energie solară.

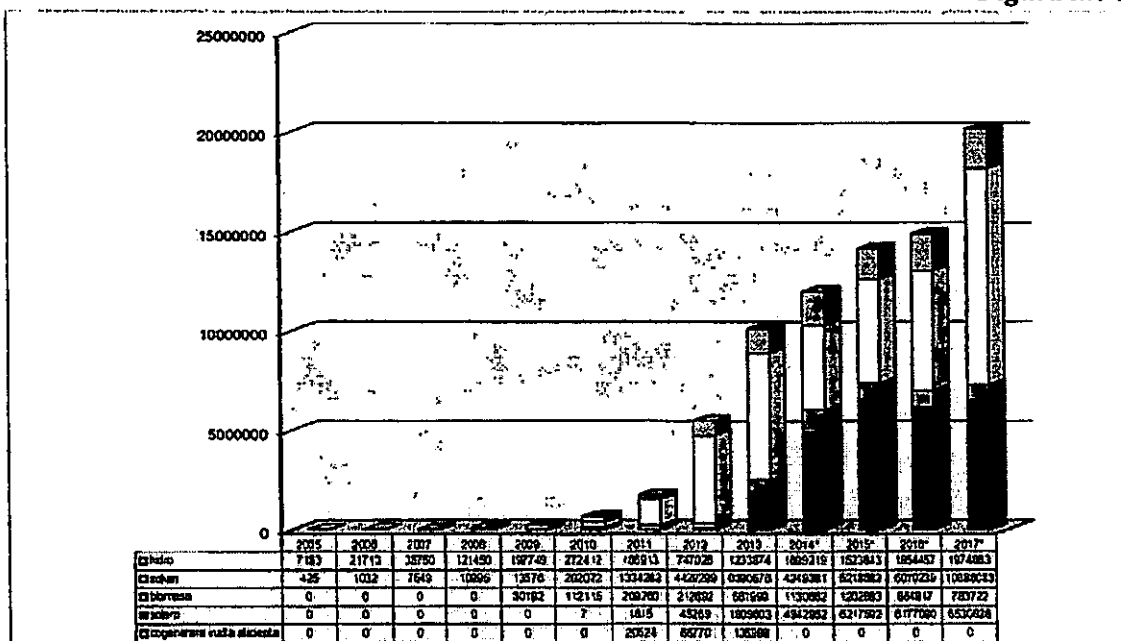
Pondere CV emise de OTS pe tipuri de tehnologii aferente producției de E-SRE pentru anul 2017 este prezentată în figura de mai jos.

Figura nr. 3



În figura nr. 4 este prezentată evoluția anuală a numărului de CV emise de la momentul aplicării sistemului de promovare a E-SRE până în prezent.

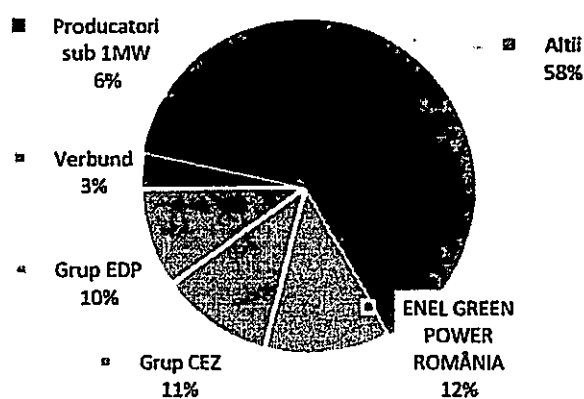
Figura nr. 4



*valoarea pentru biomasa conține și cogenerarea de înaltă eficiență

Din figura de mai jos se observă că 33% din CV emise în anul 2017 au fost acordate pentru: Enel Green Power Romania, Grup CEZ România, Grup EDP, iar 6% reprezintă un număr de 395 producători cu putere instalată mai mică de 1 MW. Structura principalilor beneficiari de CV este prezentată în figura de mai jos.

Figura nr.5



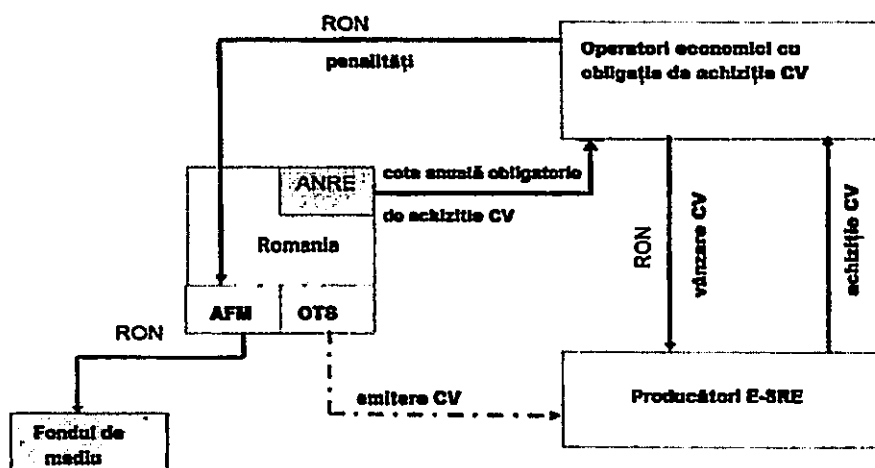
Funcționarea sistemului de promovare prin certificate verzi

Schema de ajutor constă în acordarea de certificate verzi producătorilor pentru energia electrică produsă pe bază de resurse regenerabile, care vor fi vândute apoi prin mecanisme concurențiale către furnizorii de energie electrică.

Furnizorii de energie electrică sunt obligați să achiziționeze anual un număr de certificate verzi echivalent cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi stabilite pentru anul respectiv și cantitatea de energie electrică furnizată anual către consumatorii finali,

Funcționarea sistemului de certificate verzi este radată în figura de mai jos:

Figura nr. 6



ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
OTS - Operator de Transport și Sistem
AFM - Administrația Fondului de Mediu

Cota anuală de CV stabilită de ANRE reprezintă numărul de CV pe care un furnizor este obligat să le achiziționeze pentru fiecare MWh de energie electrică pe care o vinde consumatorilor finali și se determină ca fiind raportul dintre numărul total de certificate verzi emise și consumul final de energie electrică realizat, pentru anul de analiză.

La stabilirea cotelor de achiziție de CV, până la 31 martie 2017 ANRE a avut în vedere numărul de CV emise pe baza informațiilor privind energia electrică produsă din surse regenerabile de energie pentru anul 2017 și consumul final de energie electrică pentru anul 2017.

Începând cu data intrării în vigoare a OUG nr. 24/2017 ANRE calculează cantitatea statică anuală de certificate verzi, conform *Ordinului ANRE nr. 78/2017* care reprezintă cantitatea totală a certificatelor verzi estimată a fi emisă până la închiderea schemei de sprijin în anul 2031 și cantitatea de certificate verzi amânate de la tranzacționare în perioada 2013-2024, împărțite la numărul de ani rămași până la expirarea duratei de aplicare a sistemului de promovare prin certificate verzi.

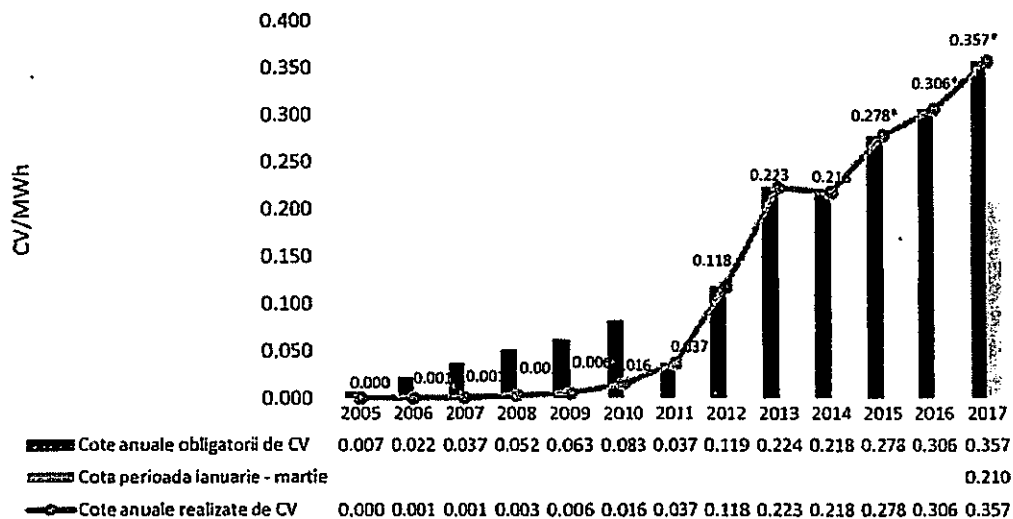
Cota obligatorie de achiziție de CV pentru anul 2017 a fost:

- pentru perioada ianuarie – martie 2017, la valoarea de : 0,210 CV/MWh;
- pentru perioada aprilie – decembrie 2017, la valoarea de: 0,357 CV/MWh.

În figura nr. 7 este prezentată evoluția cotelor anuale obligatorii de CV și a cotelor realizate de achiziție de CV de către operatorii economici cu obligație de achiziție de certificate verzi, în perioada 2005-2017.

Figura nr. 7

Evoluția cotelor anuale obligatorii de CV și a cotelor realizate de achiziție de CV



Certificatele verzi primite de producătorii de E-SRE se tranzacționează pe piața de certificate verzi, valabilitatea certificatelor verzi primite de producătorii de E-SRE până în data de 31 martie 2017 a fost de 12 luni. Începând cu data de întâi a lunii următoare intrării în vigoare a OUG 24/2017 atât certificatele

verzi emise pentru tranzacționare cât și certificatele verzi amânate la tranzacționare începând cu 01 iulie 2013 au valabilitate și se vor putea tranzacționa până la data de 31 martie 2032.

Tranzacționarea CV emise producătorilor de E-SRE de către OTS se face, în sistem concurențial, pe piața contractelor bilaterale și/sau pe piața centralizată de CV, numai între producătorii de E-SRE în calitate de vânzători și furnizorii consumatorilor finali de energie electrică în calitate de cumpărători și nu este condiționată de tranzacționarea energiei electrice aferente.

În anul 2017 tranzacționarea certificatelor verzi s-a efectuat pe piața certificatelor verzi (PCV) care este o piață concurențială, separată de piața de energie electrică, prin cele două platforme:

- Piața Centralizată a Certificatelor Verzi (PCCV);
- Piața Contractelor Bilaterale a Certificatelor Verzi (PCBCV);

și în baza contractelor bilaterale negociate direct, respectiv:

- Contracte bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a OUG nr. 57/2013(CB ND înainte de OUG 57/2013);
- Contracte bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct, încheiate în conformitate cu prevederile Legii nr. 23/2014 (CB ND <1 MW).

Începând cu 1 septembrie 2017, prin intrarea în vigoare a Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare, structura pieței de certificate verzi (PCV) are următoarele componente:

a) Piața contractelor bilaterale de certificate verzi (PCBCV), care cuprinde:

- Piața centralizată anonimă la termen de certificate verzi (PCTCV)
- Piața contractelor bilaterale negociate direct de certificate verzi (PCBCV-ND)

b) Piața centralizată anonimă spot de certificate verzi (PCSCV)

Situația certificatelor verzi transferate în cursul anului 2017 în baza instrumentelor și a mecanismelor concurențiale specifice piețelor de CV în care sunt încheiate tranzacțiile cu încadrare în scala de preț, este prezentată în tabelul de mai jos:

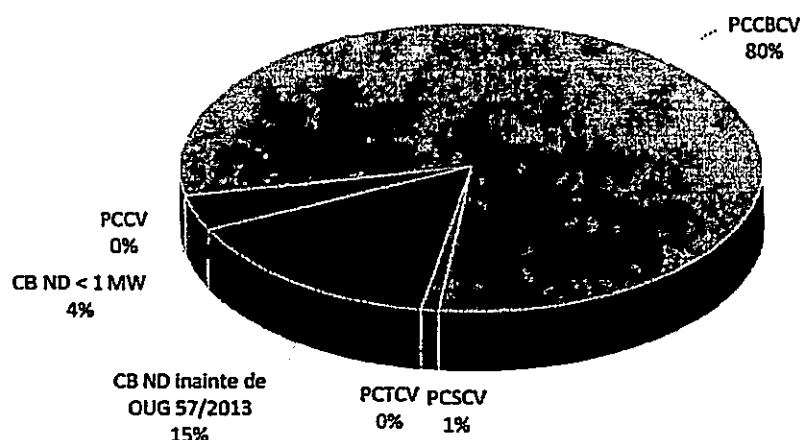
Tabelul nr. 2

Tip piață/contract	CV transferate	
	Număr	%
PCCV	15 616	0,10
PCBCV	12 023 069	79,93
PCSCV	144 482	0,96
PCTCV	101	0,0007

CB ND înainte de OUG 57/2013	2 269 529	15,09
CB ND < 1 MW	589 467	3,92
Total an 2017	15 042 264	100,00

Conform acestor date ponderea CV transferate pe tipuri de piețe / contracte bilaterale negociate direct este prezentată în figura următoare:

Figura nr. 8



În anul 2017 producătorii E-SRE cu putere instalată mai mică de 1MW au transferat un număr de 595707 CV prin contractele bilaterale de vânzare/cumpărare negociate direct, încheiate în conformitate cu prevederile Legii nr. 23/2014, ceea ce reprezintă aproximativ 4,4% din totalul transferurilor încheiate. Totodată cei trei mari producători de E-SRE beneficiari de CV (Enel Green Power Romania, Grup CEZ România, Grup EDP) au transferat un număr de 4 421 798 CV, aproximativ 33% din totalul transferurilor încheiate.

Prețurile medii la care au fost efectuate transferurile CV în anul 2017 au fost:

- PCCV 132,54 RON/CV
- PCBCV 132,41 RON/CV
- PCTCV 132,03 RON/CV
- PCSCV 132,03 RON/CV

Conform anului de cotă obligația anuală de achiziție de CV, pentru anul 2017, a revenit unui număr de 230 operatorii economici care trebuie să achiziționeze, un număr de 13 541 011 certificate verzi.

În graficul de mai jos este prezentată ponderea numărului de CV achiziționate de principalii operatori economici cu obligație de achiziție de CV, din totalul numărului de CV care a trebuit să fie achiziționat în anul 2017 ca urmare a obligației anuale de achiziție de CV.

Figura nr. 9

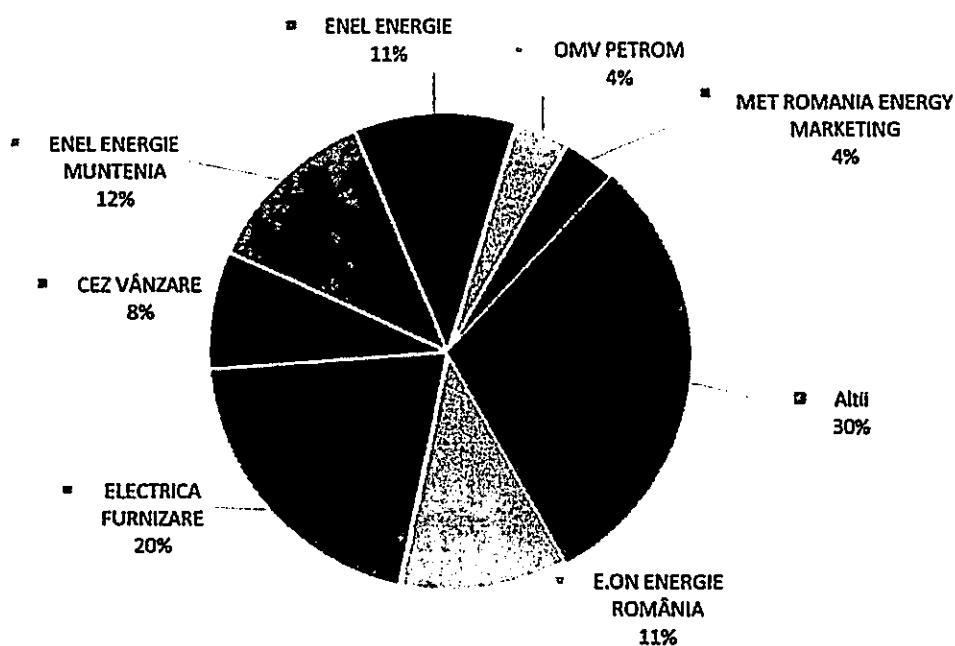
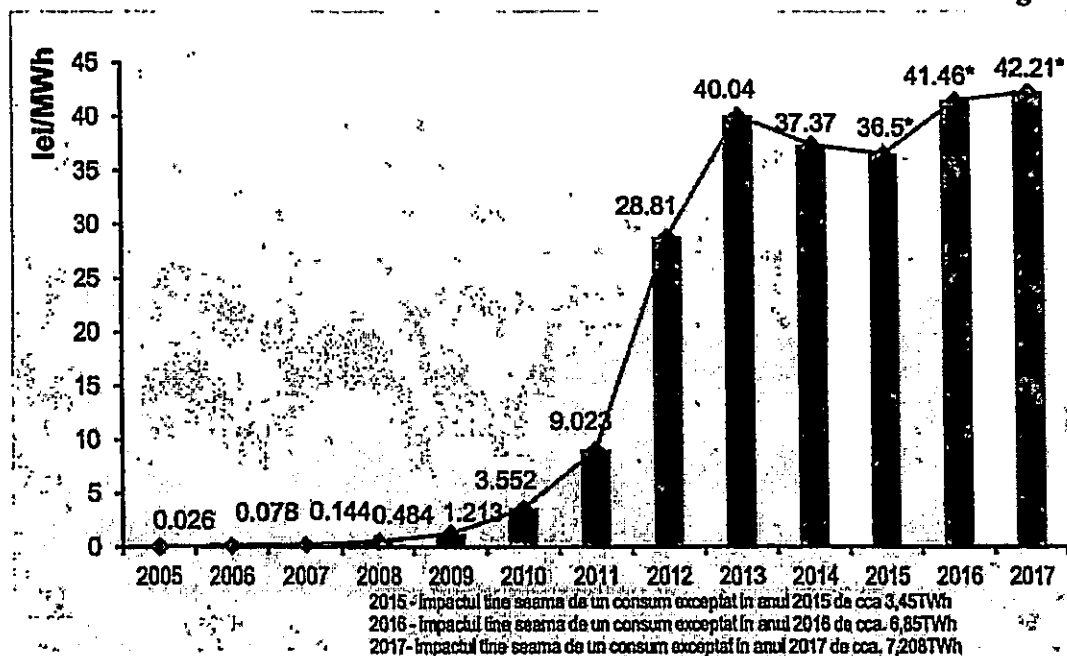


Figura nr. 10: Evoluția impactului aplicării sistemului de promovare a E-SRE în prețul energiei electrice la consumatorul final, pentru perioada 2005-2017 este prezentată în figura următoare:

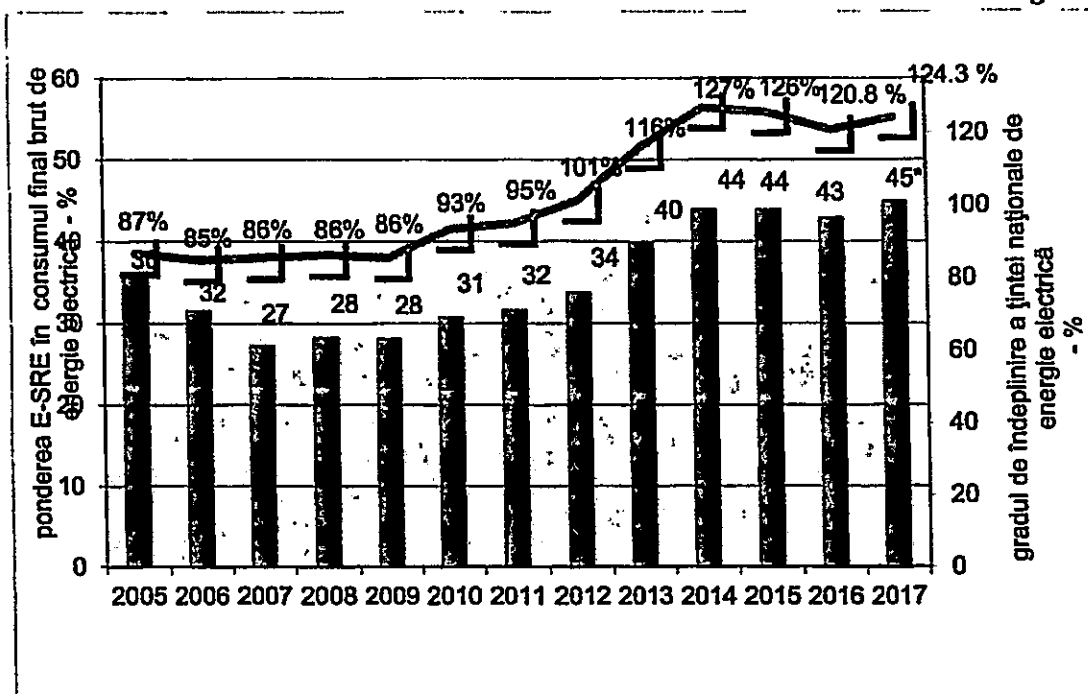
Figura nr. 10



Gradul de îndeplinire a țintei naționale privind ponderea de e-sre în consumul final brut de energie electrică

Figura nr. 11: Evoluția gradului de realizare a țintei naționale de E-SRE în consumul final brut de energie electrică al României în perioada 2005-2017 este prezentată în figura următoare:

Figura nr. 11



*valoare estimată

În conformitate cu prevederile Metodologiei de monitorizare a sistemului de promovare a energiei din surse regenerabile de energie prin certificate verzi ANRE a analizat situația costurilor și veniturilor producătorilor de energie electrică din surse regenerabile care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi, pe baza datelor transmise de producătorii acreditați până la data de 31 decembrie 2017. Datele transmise au fost prelucrate în conformitate cu modelul de calcul utilizat în cadrul notificării schemei de sprijin autorizată prin Decizia Comisiei Europene C (2011) 4938 din 13.07.2011: Ajutorul de stat SA 33134 – România – „Certificate verzi pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie”.

Sistemul de promovare prin certificate verzi stabilit prin Lege a fost aplicat producătorilor pentru energia electrică produsă din surse regenerabile, în baza deciziei de acreditare emise de ANRE, pentru punerile în funcțiune, respectiv retehnologizările de grupuri/centrale realizate până la data de 31 decembrie 2016. Din analiza cost-beneficiu cu actualizare efectuată pentru anul de analiză 2017 la nivel agregat pentru fiecare categorie de tehnologie de producere a E-SRE, cu luarea în considerare a indicatorilor rezultați din medierea costurilor și conform capacităților prognozate a fi puse în funcțiune, nu a fost identificat un risc de supracompensare la capacitățile instalate.