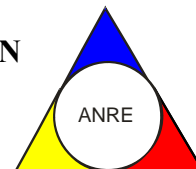




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN
DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORT NAȚIONAL 2014

31 iulie 2015

CUPRINS

1. Cuvânt înainte	3
2. Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale	6
3. Piața energiei electrice	53
3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....	53
3.1.1. Separarea activităților.....	53
3.1.2. Funcționare tehnică	54
3.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	61
3.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	68
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	78
3.2. Promovarea concurenței.....	79
3.2.1. Piața angro de energie electrică.....	79
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică	97
3.3. Securitatea alimentării cu energie	109
4. Piața gazelor naturale	116
4.1.Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....	116
4.1.1. Separarea activităților.....	116
4.1.2. Funcționare tehnică	118
4.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	119
4.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	125
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	128
4.2. Promovarea concurenței.....	129
4.2.1. Piața angro de gaze naturale	129
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale	133
4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale.....	139
5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale	139
5.1. Protecția consumatorilor	139
Energie electrică.....	139
Gaze naturale.....	142
5.2. Rezolvarea disputelor	145

1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru instituțiile similare din statele membre, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 37, alin. (1), lit.e) din Directiva 2009/72/CE și art. 41, alin. (1), lit. e) din Directiva 2009/73/CE. De asemenea raportul răspunde cerințelor de raportare solicitate de art.9, par. (1), lit. ș), par. (4), (5), (6) și (7) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2014 - 31 decembrie 2014, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

Pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor și obiectivelor majore ale politicii energetice a Uniunii Europene de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale capabil să satisfacă cererea consumatorilor, ANRE a elaborat și emis în anul 2014 cca. 3095 de ordine, decizii și avize în conformitate cu obligațiile ce derivă din legislația primară și cea europeană.

Evoluțiile semnificative pe piața energiei electrice din perioada menționată au constat în: finalizarea certificării C.N. Transelectrica S.A. în calitate de operator independent de sistem, completarea cadrului de reglementare aferent procesului de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, renunțarea la aplicarea componentelor tarifului de transport și a contribuției pentru cogenerare pentru tranzacțiile de import/export, aprobarea planului de dezvoltare a rețelelor de transport pe următorii 10 ani, măsuri pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, creșterea transparenței pe piețele de energie electrică și a numărului de tranzacții. Au fost completate și îmbunătățite mecanismele de tranzacționare pe OPCOM, în special în domeniul încheierii de contracte bilaterale, în scopul respectării caracterului public, transparent și nediscriminatoriu al tranzacțiilor pe piața concurențială. În data de 19 noiembrie 2014 a fost lansată cu succes cuplarea piețelor pentru ziua următoare din România, Ungaria, Republica Cehă și Slovacia (proiectul 4M MC). A fost aprobat un nou Regulament de furnizare a energiei electrice pentru clienții finali. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică a ajuns la aprox. 66% din consumul final, ca urmare a dereglementării prețurilor pentru consumatorii non-casnici, începând cu 1 ianuarie 2014.

O influență pozitivă în reducerea facturii la clienții finali a avut-o diminuarea contribuției pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență cu 20% începând cu 1 ianuarie 2014 și cu 46% începând cu 1 iulie 2014. Implementarea prevederilor legale privind determinarea de ANRE a cotei obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi a permis menținerea impactului certificatelor verzi în factura clientului final la cca. 35 lei/MWh.

În luna decembrie 2014, puterea electrică instalată în unitățile de producție a E-SRE acreditate a fost de 4733 MW.

În **domeniul gazelor naturale** menționăm: finalizarea certificării SNTGN Transgaz S.A. în calitate de operator independent de sistem, introducerea obligației producătorilor, într-o primă etapă, ulterior a furnizorilor de a tranzacționa pe piața angro de gaze naturale, modificări ale Codului de rețea, introducerea metodologiei de tip “intrare-ieșire” pentru calcularea tarifelor de transport gaze naturale, aprobarea Planului de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale pentru următorii 10 ani.

Aprobarea Ordinului privind obligațiile de informare a clienților finali de către furnizorii de gaze naturale cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale a instituit un minim de cerințe care să permită consumatorilor evaluarea prețului final facturat și obligația furnizorilor de a elabora oferte-tip.

Aplicarea prevederilor legale și monitorizarea permanentă a evoluțiilor în piața gazelor naturale a făcut posibilă, în 2014, reducerea creșterilor prețurilor finale prevăzute în calendarele de renunțare la prețuri reglementate, cu 7% în cazul clienților casnici și cu 17% în cazul celor noncasnici.

În domeniul eficienței energetice ANRE a desfășurat activități specifice privind aplicarea legislației pentru promovarea eficienței energetice și elaborarea reglementărilor secundare, activități de autorizare auditori energetici/atestare manageri energetici, activități în cadrul proiectelor finanțate din Programul Energy Intelligent Europe, în conformitate cu prevederile Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică a fost înființat Departamentul pentru eficiență energetică.

Pentru continuarea procesului de armonizare și implementare a legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie, ANRE va urmări în continuare aplicarea celor mai bune practici europene în domeniu, adaptate la specificul național, în cadrul unui proces consultativ obligatoriu la nivelul transparenței decizionale.

NICULAE HAVRILEȚ

PREȘEDINTE

Abrevieri

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

CPC – Componentă Piață Concurențială

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

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

FUI – furnizor de ultimă instanță

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

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

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

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

PCR - cuplare prin preț a regiunilor

PE - piața de echilibrare

PI – piață în cursul zilei

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

2 Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale

2.1 Piața energiei electrice

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

- Creșterea producției de energie electrică cu aproximativ 10,5% și a consumului intern cu cca 1,9% față de anul 2013. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2014, soldul import-export fiind negativ (- 7,123 TWh);
- Creșterea puterii instalate în centralele electrice regenerabile eoliene și fotovoltaice și a ponderii acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2014 la o pondere de 9,56 % a producției eoliene (8,05% în anul 2013) și respectiv 2,52 % a producției fotovoltaice (0,70 % în anul 2013);
- Finalizarea procesului de certificare a C.N. Transelectrica S.A. în calitate de operator independent de sistem, prin clarificarea tuturor aspectelor legate de structura corporativă și de proprietate;
- Aprobarea Planului de dezvoltare a rețelelor de transport pe următorii 10 ani;
- Renunțarea la aplicarea componentelor tarifului de transport și a contribuției pentru cogenerare pentru tranzacțiile de import/export;
- Măsuri pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice;
- Creșterea transparenței pe piețele de energie electrică și a numărului de tranzacții, cca. 70% din totalul tranzacțiilor cumulate la nivel de an pe toate componentele pieței angro fiind realizate pe piețele centralizate;
- Completarea și îmbunătățirea mecanismelor de tranzacționare pe OPCOM, în special în domeniul încheierii de contracte bilaterale, în scopul respectării caracterului public, transparent și nediscriminatoriu al tranzacțiilor pe piața concurențială (platforme intraday, pentru marii consumatori, PCCB). Începând cu luna mai 2014, a devenit operațională piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), activitatea participanților pe această piață intensificându-se spre sfârșitul anului;
- Scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro;
- Finalizarea proiectului de cuplare a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria cu cea din România și lansarea cu succes a proiectului în data de 19 noiembrie 2014;
- Implementarea prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali. Începând cu 01.01.2014, conform calendarului de eliminare a prețurilor reglementate, procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali non-casnici care nu au uzat de eligibilitate a devenit 100 % din consumul lor. În cazul clienților casnici, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială au fost: 20 % din consumul clienților casnici pentru perioada 01.01.2014 - 30.06.2014, respectiv 30 % din consumul clienților casnici pentru perioada 01.07.2014 - 31.12.2014;
- Aprobarea noului Regulament de furnizare a energiei electrice;
- Creșterea consumului clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul și a ponderii acestuia în consumul final, respectiv scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 51% în anul 2014 față de anul 2013, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final;
- Creșterea cu nouă puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2013, care a ajuns la cca 66% din consumul final total la sfârșitul anului 2014;
- Îndeplinirea țintei naționale privind promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile (127% la finele anului 2014), prezența în SEN a 4733MW aparținând

grupurilor care au beneficiat de sistemul de promovare și menținerea impactului certificatelor verzi în factura clientului final la cca. 35 Lei/MWh;

- diminuarea contribuției pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență cu 20% începând cu 1 ianuarie 2014 și cu 46% începând cu 1 iulie 2014.

2.1.1 Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

2.1.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO).

În primul semestru al anului 2014, ANRE a monitorizat îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 90/2013 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO). În paralel, ANRE a acționat în sprijinul organismelor relevante ale statului român în scopul modificării cadrului legislativ, care să permită separarea drepturilor de proprietate asupra C.N. Transelectrica - S.A. prin aplicarea articolului 9 alineatul (6) din directiva privind energia electrică, astfel încât să existe o separare efectivă între competențele autorităților statului. ANRE a comunicat principalelor instituții ale statului român cu atribuții în domeniu măsurile care se impun a fi adoptate de în vederea finalizării certificării operatorului de transport și de sistem, în termenul de 6 luni, prevăzute în ordin.

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, au fost îndeplinite în totalitate cerințele articolelor 2 și 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, care reprezintă condiții necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare a operatorului de transport și de sistem. Ca urmare, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., prin emiterea Ordinul ANRE nr. 91/06.08.2014. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

Prin publicarea în data de 17 decembrie 2014 a OUG nr. 86/ 2014, drepturile și obligațiile ce decurg din calitatea de acționar al statului la C.N. Transelectrica S.A. se transferă de la Secretariatul General al Guvernului către Ministerul Economiei, Comerțului și Turismului.

În anul 2014, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de **51** de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 deservesc peste 100.000 clienți fiecare. Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți nu au obligativitatea separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății în conformitate cu prevederile Directivei 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

2.1.1.2. Funcționare tehnică

Piața de echilibrare

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe **Piața de Echilibrare** (PE). Regulile de funcționare ale pieței de echilibrare au fost stabilite prin **Ordinul ANRE nr. 25/2004** privind aprobarea Codului comercial al pieței angro, cu modificările și completările ulterioare.

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

Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

Principalul indicator de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice este **timpul mediu de întrerupere** – AIT (Average Interruption Time), care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică. Evoluția acestui indicator este prezentată mai jos:

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,43	1,19	0,86	1,79	0,82	3,10	1,06	1,53	0,35	0,82

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2014 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Intreruperi planificate [intr./an]	SAIFI Intreruperi neplanificate datorate OD [intr./an]	SAIFI Intreruperi total [intr./an]
Urban	0,28	2,97	3,25
Rural	1,4	6	7,4
Valori medii pe țară	0,8	4,35	5,15

Zona de activitate	SAIDI Intreruperi planificate [min./an]	SAIDI Intreruperi neplanificate datorate OD [min./an]	SAIDI Intreruperi total [min./an]
Urban	86	184	270
Rural	403	574	977
Valori medii pe țară	230	361	591

Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și modul de stabilire a tarifului de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare și prin *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Timpul mediu de emitere a avizelor tehnice de racordare în anul 2014 pentru România a fost de 12,28 zile, variind între 7,56 zile pentru CEZ Oltenia și 16,1 zile pentru E.ON Moldova. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de toți OD.

Timpul mediu de emitere a contractelor de racordare a fost de 2,7 zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat, respectiv 5 zile pentru Electrica Transilvania Nord. Se menționează că termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.

Monitorizarea măsurilor de salvagardare

Prevederile art. 37, par. (1), lit.t) din Directiva 72/2012/CE au fost transpuse în legislația națională în art. 9, alin. (4), lit. k) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

În anul 2014 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

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

Anul 2014 a înregistrat o creștere a puterii instalate brute de 3,4% comparativ cu anul 2013, datorată într-o proporție semnificativă (aprox. 90% din total) surselor regenerabile.

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

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

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

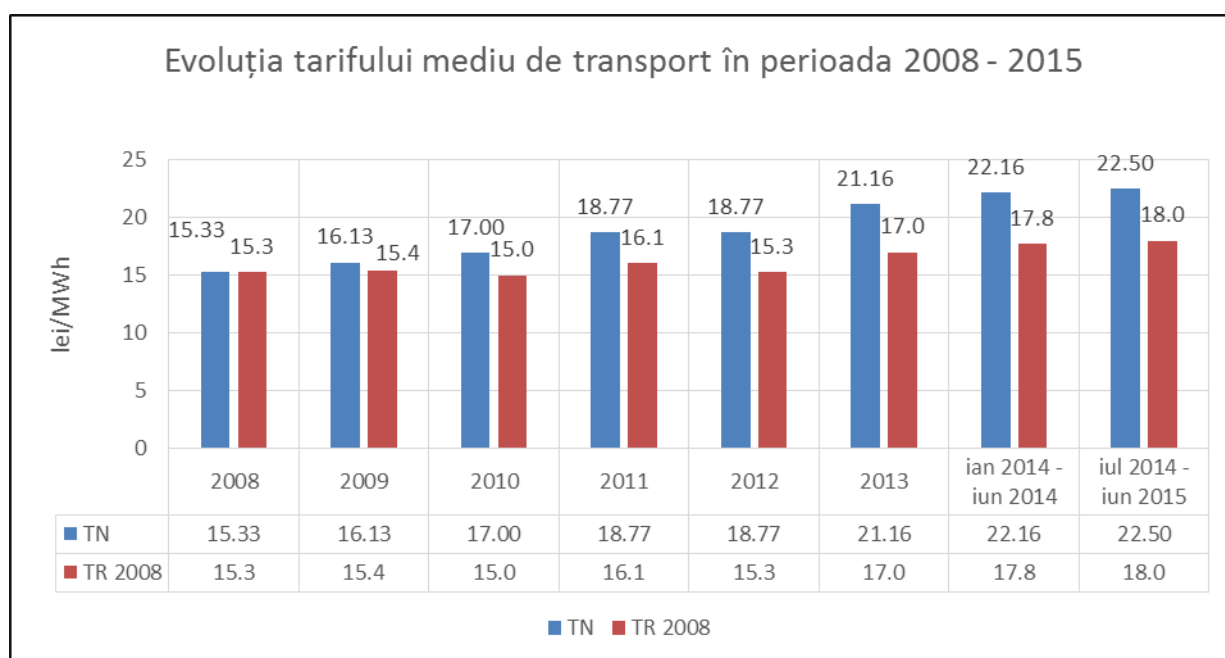
2.1.1.3. Tarife de rețea și racordare

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice au fost aprobate în anul 2014 pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 53/2013**, metodologie stimulative de tip venit plafon, care urmărește:

- o alocare echitabilă a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței în activitatea de transport peste țintele stabilite de autoritatea competentă, între operatorul de transport și de sistem și clienții serviciului de transport;
- cadrul pentru funcționarea eficientă a companiei de transport;
- prevenirea obținerii de către operatorul de transport și de sistem a oricăror avantaje posibile cauzate de poziția de monopol;

- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport;
- promovarea unor practici de mentenanță și exploatare eficiente;
- folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- îmbunătățirea continuă a calității serviciului de transport;
- viabilitatea financiară a companiei de transport.

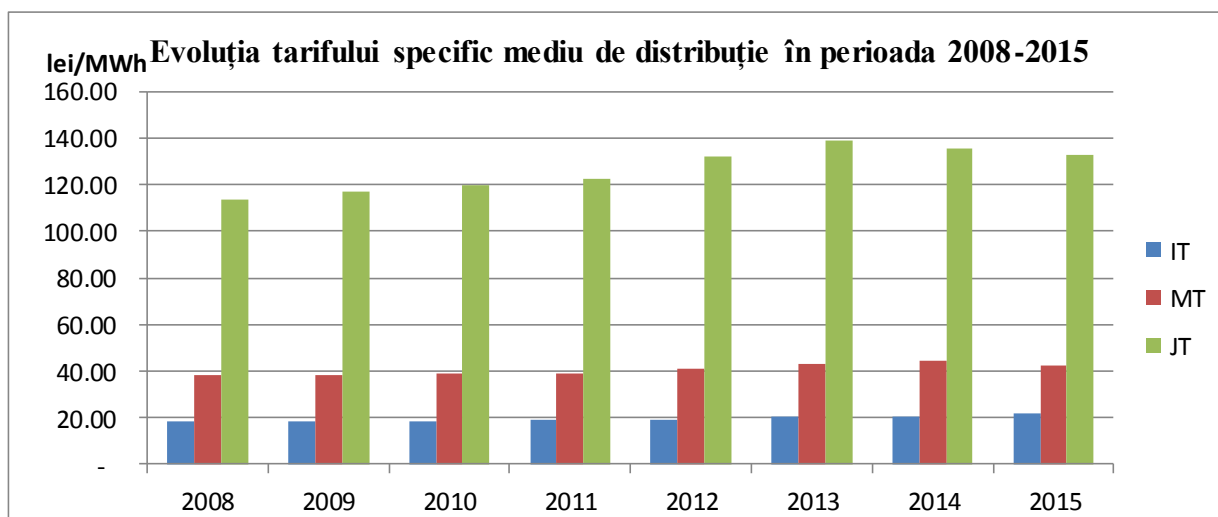
Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2014, și în anul tarifar 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015 se prezintă în figura următoare, în termeni nominali (TN) precum și în termeni reali 2008 (TR 2008).



Tarifele de distribuție sunt de tip monom (lei/MWh), fiind diferențiate pe trei niveluri de tensiune: înaltă tensiune (110 kV), medie tensiune, joasă tensiune, și pe operatori de distribuție. Tarifele de distribuție sunt aprobate de reglementator pentru fiecare operator de distribuție. Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007).

Modificările aduse prevederilor metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 au avut în vedere completarea și detalierea celor trei mecanisme de stimulare a creșterii eficienței activității operatorilor de distribuție, prin realizarea de investiții eficiente în rețele, reducerea pierderilor în rețele și reducerea costurilor de operare/mentenanță controlabile. Se apreciază că aceste modificări vor avea un impact pozitiv atât asupra activității acestor operatori, cât și asupra clienților finali, prin crearea cadrului de reglementare care face posibilă reducerea tarifelor reglementate de distribuție în cazul în care operatorii nu depun eforturile necesare îndeplinirii țintelor de eficientizare a activității acestora.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii specifice de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2015:



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 au fost determinate în anul 2014 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. 21/2013**.

Metodologia prevede stabilirea tarifelor prin metoda “cost+”, adică pe baza costurilor justificate cu prestarea serviciului și a unei cote reglementate de profit de maxim 5 %.

Tarife de racordare

Ordinul ANRE nr. 141/2014 aprobă tarifele pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public, stabilite 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 anume componentele tarifului de racordare:

T_R - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare, stabilită 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.

T_U - 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.

T_I – 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 pentru calculul componentei T_I , corespunzătoare elementelor componente ale unei rețele electrice de interes public.

Anterior intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 141/2014, pentru calculul componentelor T_R și T_U , operatorii de rețea aplicau tarifele și indicii specifici aprobați prin Ordinul ANRE nr. 15/2004, mult depășit de situația prezentă. În acest context, valorile aprobate ale componentei T_R , sunt majorate față de cele aplicare anterior, în limita indicelui cumulat de creștere al prețurilor de consum aferent perioadei 2004 - 2014 (63,97%), în timp ce indicii specifici

corespunzători deschiderilor suplimentare ale bransamentelor aeriene, care sunt calculați pe baza schemelor standard ce cuprind montarea unui stâlp intermediar și indicii specifici corespunzători creșterii lungimii cu 1 m, față de lungimea de 20 m a bransamentelor subterane standard, au o creștere mai mare, între 80 % și 141 %, având în vedere saltul tehnologic din acest interval de timp.

Valorile aprobate ale componentei T_U , sunt majorate față de valorile anterioare, dar nu mai mult decât indicele cumulat de creștere al prețurilor de consum aferent perioadei 2004 - 2014 (63,97%).

2.1.1.4. Aspecte transfrontaliere

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine, în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică s-a desfășurat bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare pentru licitațiile pe termen mediu și lung (anuale și lunare) pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

În cazul licitațiilor pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), situația a suferit unele modificări față de anii anteriori. Astfel, începând cu 19 noiembrie 2014, alocarea zilnică a capacității de interconexiune pe granița cu Ungaria s-a realizat utilizând metoda implicită, ca urmare a aderării României la proiectul de funcționare a PZU în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria (denumit 4M MC).

O altă modificare a situației anterioare a fost pe granița cu Bulgaria, cu privire la licitațiile intrazilnice: C.N. Transelectrica S.A. a fost informată oficial în luna noiembrie 2014 de OTS din Bulgaria (ESO-EAD) asupra faptului că regulile de piață din Bulgaria nu mai permit efectuarea de schimburi transfrontaliere intrazilnice, deoarece modificarea schimburilor notificate nu mai este permisă după ora 15:30 CET în ziua D-1 pentru ziua D.

Pe granița cu Serbia alocarea capacității de interconexiune la licitațiile pe termen scurt s-a desfășurat în continuare bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare, pe perioada întregului an.

Utilizarea capacității obținute prin licitație pe granițele cu Ucraina și Moldova este condiționată de acordul scris al OTS din Ucraina, respectiv al operatorului de distribuție din zona în care se realizează insula de consum pentru Moldova.

La nivelul anului 2014, cele mai mari valori medii anuale ale gradului de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor (calculat ca raport dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare capacității totale alocate către toți participanții) s-au înregistrat la export pe granițele cu Serbia (78,88%), Ungaria (75,50%) și Bulgaria (51,20%). Începând cu luna iulie 2014, procentele lunare de utilizare au depășit valoarea de 87% pe toate cele 3 granițe la export.

Peste 94% din veniturile obținute de C.N. Transelectrica S.A. în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari provenind din licitațiile pentru alocarea capacității pe direcția export pe granițele cu Ungaria și Serbia, urmate de veniturile din alocarea pe granița cu Bulgaria, în ambele sensuri. Deși în urma organizării licitațiilor zilnice pe unele intervale orare au rezultat prețuri semnificative, veniturile obținute de C.N. Transelectrica S.A. au reprezentat doar cca. 5,8% din totalul veniturilor de pe această piață. Deși neînsemnate valoric față de totalul veniturilor obținute din procesul de alocare a capacității, în lunile mai, iunie și iulie 2014 s-au înregistrat venituri și din licitațiile intrazilnice.

Tabelul următor prezintă veniturile obținute din licitațiile organizate pentru alocarea capacităților de interconexiune pe granițe în perioada 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015.

Lei

Interconexiunea	iul.14	aug.14	sep.14	oct.14	nov.14	dec.14	ian.15	feb.15	mar.15	apr.15	mai.15	iun.15	Total
Romania - Serbia*	2.708.397	2.735.904	2.305.409	6.260.261	4.042.211	2.689.400	3.446.799	2.259.245	1.842.724	4.549.162	2.727.929	2.650.705	38.218.145
Serbia - Romania*	19.968	19.627	18.950	21.094	19.062	26.278	2.443	2.539	1.711	1.933	14.275	23.667	171.548
Romania - Bulgaria*	675.607	1.025.032	952.219	1.158.368	491.743	525.732	603.132	638.088	1.326.204	909.077	990.651	999.351	10.295.204
Bulgaria - Romania*	282.051	294.364	265.557	440.189	378.841	353.269	358.233	206.592	185.573	155.327	155.189	311.830	3.387.016
Romania - Ungaria*	3.153.506	2.994.397	3.416.591	6.197.732	6.026.886	3.612.595	3.880.260	3.199.837	3.815.867	5.909.607	3.370.922	3.848.259	49.426.460
Ungaria - Romania*	62.768	57.215	72.528	79.323	114.504	457.332	30.017	253.995	126.565	28.703	264.018	750.978	2.297.946
Romania - Ucraina	3.303	3.270	2.947	1.388	3.179	3.281	37.888	34.222	40.997	14.293	16.443	0	161.210
Ucraina - Romania	26.714	68.965	52.050	6.939	26.982	72.399	41.984	117.549	91.198	56.560	81.414	36.515	679.269
Romania - Moldova	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moldova - Romania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	6.932.314	7.198.773	7.086.251	14.165.294	11.103.409	7.740.287	8.400.756	6.712.066	7.430.839	11.624.663	7.620.841	8.621.305	104.636.798
Export	6.540.813	6.758.603	6.677.166	13.617.749	10.564.020	6.831.009	7.968.079	6.131.391	7.025.792	11.382.139	7.105.945	7.498.315	98.101.020
Import	391.501	440.170	409.085	547.546	539.389	909.278	432.677	580.675	405.048	242.524	514.896	1.122.990	6.535.778

În perioada cuprinsă între 1 iulie 2014 și 30 iunie 2015, C.N. Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 104,6 milioane lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4,436 lei/euro, suma de 23,6 milioane euro.

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din terțe țări

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

Participarea OTS în procesul de alocare coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiunea a 8-a este condiționată de implicarea țărilor vecine – Serbia și Bulgaria – în proiect.

Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) litera c) și alin. (5) litera d) al OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, ANRE monitorizează planul de dezvoltare a RET și planurile de investiții ale OTS precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice. În acest sens, se analizează planul de dezvoltare și planurile de investiții ale OTS și ale operatorilor de distribuție.

Aplicând prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, ANRE a aprobat planurile anuale de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, pentru perioada de reglementare 2008 – 2013, acceptând includerea în BAR a mijloacelor fixe rezultate din investițiile prudente, respectiv acele investiții care se demonstrează a fi necesare, oportune și eficiente.

Analiza investițiilor realizate de operatorii concesionari în anul 2013 a fost reluată în cursul anului 2014, în scopul aplicării corecțiilor de costuri de capital la închiderea ultimelor patru luni ale acestuia, prevăzute de *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 și a condus la următoarele rezultate, prezentate în lei și termeni nominali:

Nr. crt.	OPERATOR	2013		2014	
		Investiții planificate	Investiții realizate	Investiții planificate	Investiții realizate
1	SC Enel Distribuție Muntenia SA	182,173,083.00	143,053,837	174,936,373	166,995,964
2	SC Enel Distribuție Banat SA	96,333,791.84	85,139,714	70,207,151	66,769,654
3	SC Enel Distribuție Dobrogea SA	91,940,466.96	80,082,495	63,282,582	61,816,565
4	SC CEZ Distribuție SA	190,272,753.06	197,943,851	150,539,220	155,055,639
5	SC E.ON Distribuție România SA	127,488,518.73	111,662,551	168,066,761	156,397,728
6	SC FDEE Electrica Muntenia Nord SA	109,419,843.00	100,557,914	113,807,400	113,011,777
7	SC FDEE Electrica Transilvania Nord SA	105,000,000.00	123,661,955	126,000,000	120,387,761
8	SC FDEE Electrica Transilvania Sud SA	112,415,153.00	118,677,643	117,000,000	122,216,042
	TOTAL	1,015,043,610	960,779,960	983,839,488	962,651,129

Pentru operatorul de transport și de sistem, perioada a treia de reglementare a început la 1 iulie 2014, astfel încât analiza investițiilor realizate a fost efectuată în prima jumătate a anului 2014, în sensul stabilirii obiectivelor și valorilor acceptate de ANRE și incluse în BAR la determinarea corecțiilor de costuri de capital la închiderea perioadei de reglementare, prevăzute de *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013. În perioada 2008-2014, OTS a realizat investiții în sistemul de transport, în termeni nominali, de 1.921.149.738 lei, cu aprox.10% mai puțin decât valoarea prognozată. Investițiile incluse în tariful de transport au reprezentat 84% din valoarea realizată. În serviciul de sistem, OTS a investit în aceeași perioadă 114.678.427 lei, valoare integral recunoscută în tariful de servicii de sistem.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023 a fost elaborat de CN Transelectrica SA și prezentat spre aprobare ANRE în trim I 2014.

Planul cuprinde proiecte necesare pentru a păstra adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Investițiile propuse au în vedere:

- creșterea capacității de interconexiune prin continuarea proiectelor de interconexiune cu sistemele țărilor vecine aflate deja în stadii diferite de implementare (cu Ungaria, Serbia și Bulgaria) și accelerarea/introducerea unor proiecte noi (Moldova);
- întărirea și dezvoltarea rețelei de transport (linii/stații noi) în vederea creșterii capacităților de evacuare a energiei produse în instalații noi, dezvoltate în ultimii ani în anumite zone geografice (de exemplu energia nucleară și cea produsă din surse regenerabile de energie în zona Dobrogea) către zone de consum din nordul și vestul țării, dar și întregirea inelului de 400 kV în jurul țării pentru creșterea siguranței în alimentare a tuturor zonelor țării și pentru creșterea capacității de tranzit a rețelei de transport;
- modernizarea echipamentelor în vederea înlocuirii complete a instalațiilor din anii '60 – '70 pentru creșterea fiabilității rețelei, reducerea cheltuielilor de exploatare și asigurarea unui grad adecvat de siguranță în exploatare.

Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

În cursul anului 2014, proiectul 4M MC (aderarea României la cuplarea piețelor de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria) a continuat pașii de implementare. În ianuarie 2014, bursele de energie din 4M MC au încheiat cu succes etapele preliminare necesare pentru a fi gata să implementeze soluția Cuplării prin Preț a Regiunilor (PCR) în infrastructura lor IT, cu scopul de a deveni pe deplin compatibile cu modelul țintă al Pieței interne europene de energie electrică. A fost selectat furnizorul de servicii pentru soluția PCR (o soluție de

cuplare unică prin preț pentru a fi utilizată în calculul prețurilor la energie electrică în Europa și alocarea capacității transfrontaliere pentru ziua următoare). Operatorii de transport și de sistem din 4M MC au convenit asupra arhitecturii sistemului Funcției de Management la nivelul operatorilor de transport și de sistem (mTMF) care realizează o gestionare eficientă a tuturor responsabilităților comune ale operatorilor de transport și de sistem și operează o interfață comună de comunicare între bursele de energie și operatorii de transport și de sistem. Odată intrat în funcționare, mTMF va reprezenta o platformă universală de promovare a integrării trans-regionale a piețelor, care va fi deschisă extinderii către alte piețe.

Cadrul de reglementare din România a fost de asemenea adaptat cerințelor procesului de cuplare, renunțându-se la plata componentelor T_G și T_L în cazul tarifelor de transport pentru activitățile de import-export energie electrică, la plata contribuției de cogenerare în cazul exportului de energie electrică. Legea energiei electrice și gazele naturale nr. 123/2012 a fost completată cu prevederi care clarifică rolul de agent de transfer (shipper) al C.N. Transelectrica S.A.. Introducerea prețurilor negative în piețele centralizate și adaptarea anumitor parametrii de tranzacționare au constituit subiectul Ordinului ANRE nr. 82/2014.

În luna septembrie 2014 au fost organizate ateliere de lucru coordonate la nivel național pentru participanții la piață în scopul prezentării aranjamentelor finale și furnizării de informații cu privire la testele care vor implica participanții la piață. În același timp au fost organizate la nivel local campanii de informare referitoare la implementarea noilor reguli de tranzacționare și la caracteristicile soluției PCR.

Proiectul 4M MC a fost lansat cu succes în data de 19 noiembrie 2014.

2.1.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

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

Pentru anul 2014 nu sunt situații de acest fel de raportat.

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

Prin Ordinul ANRE nr. 90/2013, C.N. Transelectrica S.A. a fost certificată ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, după modelul "operator de sistem independent", stabilit de art. 31 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările ulterioare.

Potrivit art. 2 al Ordinului ANRE nr. 90/2013, în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a acestuia, C.N. Transelectrica S.A. era obligată să facă dovada adoptării unor măsuri referitoare la actele constitutive ale companiei și la structura de acționariat. De asemenea, potrivit art. 5 din ordin, în același termen de 6 luni mai era necesară adoptarea altor măsuri de

către alte autorități publice ale statului român pentru ducerea la îndeplinire a prevederilor referitoare la structura de proprietate.

De la data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr.90/2013, 17 decembrie 2013, ANRE a monitorizat și a evaluat permanent progresele făcute pentru îndeplinirea cerințelor de la art. 2 și 5 din ordin.

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 6/2014, au fost îndeplinite în totalitate cerințele de la art. 2 și art. 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, care reprezintă condiții necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare a operatorului de transport și de sistem.

Prin scrisoarea înregistrată la ANRE sub nr. 46064/25.07.2014, membrii Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. au depus la ANRE o nouă cerere privind certificarea companiei în calitate de operator de transport și de sistem (OTS) după modelul "operator de sistem independent".

În consecință a fost aprobată certificarea C.N. Transelectrica S.A. în calitate de operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin emiterea unui nou ordin, ca urmare a îndeplinirii în totalitate a cerințelor de certificare, odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe paginile de internet www.transelectrica.ro, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 714/2009.

În cursul anului 2014 nu a fost solicitări de rezolvare a unor dispute între operatorul de transport și sistem și proprietarul acestuia. În perioada analizată, s-a desfășurat o acțiune de control la C.N. Transelectrica S.A. care finalizat în anul 2015 și care a vizat situația instalațiilor de supraveghere din stații și sedii.

2.2. Promovarea concurenței

2.2.1. Piața angro de energie electrică

Structura pieței angro de energie electrică din România

Piața angro este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanți, titulari de licență emisă de ANRE, care include și revânzările între 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 energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață s-au conformat obligației de desfășurare transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică și au migrat de pe piața de contracte bilaterale negociate către piețele centralizate organizate de Opcom S.A..

Începând cu luna mai 2014, a devenit operațională piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), activitatea participanților pe această piață intensificându-se spre sfârșitul anului; în schimb, până la sfârșitul anului 2014, pe piața organizată pentru contractarea energiei electrice pentru clienții finali mari nu au fost depuse oferte, aceasta fiind practic inactivă.

Tot în piața angro sunt incluse și tranzacțiile realizate pe **piața serviciilor de sistem tehnologice** (STS) și **piața capacităților de interconexiune** cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine (ATC).

Piața de servicii tehnologice de sistem este piața pe care se încheie contracte între producătorii calificați pentru furnizarea fiecărui tip de serviciu tehnologic și operatorul de transport și sistem (OTS), având ca obiect punerea la dispoziția sistemului electroenergetic (SEN), contra plată, a unor capacități de producție care să poată fi mobilizate la cererea dispecerului național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție (conform tipurilor de servicii de sistem pentru care au fost calificate); contractele se concretizează în obligația ofertării capacităților respective pe piața de echilibrare, urmând ca eventualele cantități de energie produse/reduce să facă obiectul decontării pe PE.

De asemenea, operatorii de rețea (transport și distribuție) trebuie să-și asigure acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor pe care le exploatează, tot pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, cu respectarea mecanismelor concurențiale.

Structura sectorului de producere a energiei electrice

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2014, de producătorii deținători de unități dispecerizabile și nedispecerizabile (conform rezultatelor procesului de realizare a etichetei naționale de energie electrică) a fost de 59,65 TWh. Producătorii deținători de unități dispecerizabile au livrat cantitatea de 57,85 TWh (care conține și consumul propriu al unora dintre producători, inclusiv energia electrică vândută direct la barele centralelor), rezultat al procesului de monitorizare lunară a respectivilor producători.

O comparație cu valorile de energie livrată din anul 2013 indică o creștere cu cca. 9% a energiei electrice livrate la nivelul SEN, justificată de intensificarea activității de export și creșterii consumului intern. Astfel pentru energia nucleară, cantitatea injectată în rețea a rămas aproximativ aceeași cu cea din anul anterior (10,74 TWh în 2014 față de 10,67 TWh în 2013). Se remarcă o creștere cu aprox. 6% la energia electrică livrată pe bază de cărbune și respectiv 27% la cea din sursă hidroenergetică, în timp ce pe păcură și gaz s-a livrat mai puțin cu 95%, respectiv 11% față de cantitățile din 2013. Se constată creșterea energiei electrice livrate din centrale cu grupuri regenerabile: din centrale pe biomasă cu cca.68%, din centrale eoliene cu cca. 20% și din centrale fotovoltaice cu 102%.

În anul 2014, în România s-a importat o cantitate de cca 1,07 TWh și s-au exportat 8,20 TWh; valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice transfrontaliere, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor de monitorizare lunare realizate de C.N. Transelectrica S.A.

Comparativ cu datele aferente anului 2013, activitatea comercială transfrontalieră s-a intensificat, cantitatea de energie exportată pe contracte crescând de 3,3 ori, iar cea importată fiind mai mult decât dublă.

Funcționarea SEN în anul 2014 a fost caracterizată de creșterea cu cca. 2% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2013, calculat pe baza energiei livrate în rețele și a soldului import-export, coroborat cu creșterea continuă a ponderii puterii instalate în centrale funcționând pe bază de SRE, în condițiile unui an hidrologic normal

Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2014

În tabelul următor se prezintă volumele tranzacționate în 2014 pe fiecare componentă a pieței angro și evoluția acestora comparativ cu cele din anul precedent. Se constată că cca. 70% din totalul tranzacțiilor cumulate la nivel de an pe toate componentele pieței angro au fost realizate pe piețele centralizate administrate de Opcom S.A..

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2014 -GWh-	Evoluție față de anul 2013 - % -	Pondere din consumul intern din 2014 - % -
Piața contracte reglementate	9058	▼ 45,9	17,9
Piața contracte pe platforme de brokeraj	0	-	-
Piața contracte negociate direct	4611	▼ 70,0	9,1
Piața centralizată a contractelor bilaterale*	37284	▲ 98,5	73,5
Piața pentru Ziua Următoare	21496	▲ 31,5	42,4
Piața Intrazilnică	64	▲ 350,9	1,3
Piața de Echilibrare	4169	▲ 0,08	8,2
Export	8200	▲ 232,5	16,2

*PCCB, PCCB-NC, PC-OTC

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Din comparația cu anul 2013, se remarcă în primul rând **reducerea la jumătate a cantității de energie electrică vândute pe contracte reglementate**; aceasta este o urmare a creșterii gradului de dereglementare stabilit prin Memorandum-ul de Înțelegere aprobat de Guvernul României în martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană privind aprobarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Spre deosebire de anul trecut, singurii producători care au avut cantități și prețuri reglementate prin decizii ANRE au fost Hidroelectrică S.A. și S.N. Nuclearelectrică S.A..

Un alt reper al anului 2014 este **dispariția completă a tranzacțiilor pe platforme de brokeraj** altele decât cele ale Opcom S.A. și **reducerea drastică a celor încheiate pe contracte negociate direct**, menținându-se practic cele pe contractele încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012, declarate în acest fel pe propria răspundere de participanții la piața angro. Această tendință a fost susținută și de emiterea unui număr semnificativ de note de sesizare care semnalau cazurile participanților la piață, ce, după apariția Legii nr. 123/2012 au continuat să încheie contracte negociate de vânzare-cumpărare.

Este de remarcat și **amplarea pe care au luat-o cele două segmente ale pieței centralizate de contracte bilaterale de la Opcom SA, PCCB și PCCB-NC, comparativ cu anul precedent** (comparația se face pe suma celor două componente, având în vedere faptul că în 2013 raportarea tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte nu s-a realizat distinct), volumul energiei tranzacționate dublându-se.

Una din creșterile semnificative a fost însă înregistrată de tranzacțiile la export, arătând interesul participanților pentru comercializarea pe alte piețe în funcție de necesitățile zonei și disponibilul de energie la prețuri competitive de pe piețele centralizate de contracte.

Deși a înregistrat cea mai mare creștere față de anul anterior (351%) volumul tranzacțiilor derulate pe Piața intrazilnică nu influențează major funcționarea pieței angro.

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2014, față de anul precedent, indică următoarele:

- scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția prețului mediu de deficit pe piața de echilibrare, care a crescut, dar nesemnificativ; cea mai semnificativă scădere înregistrată pe componentele concurențiale ale pieței angro

a fost înregistrată pe piața centralizată de contracte bilaterale (cu excepția prețului mediu de revenire determinat pe piața intrazilnică, dar care nu este relevant pentru ansamblul pieței angro), iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului pe PZU;

- scăderea prețurilor medii pe piețele centralizate poate fi explicată în special prin creșterea producției în centrale hidroelectrice și a comercializării accentuate pe piața concurențială; o altă explicație constă în creșterea ponderii producției din surse regenerabile de energie și a tendinței de scădere a ofertei de preț pentru energia electrică corelată cu vânzarea certificatelor verzi pe piața centralizată organizată la Opcom S.A. în condițiile existenței unui preț minim de tranzacționare a certificatului verde;
- o scădere a diferenței dintre prețurile medii anuale pe contractele bilaterale negociate și celelalte contracte încheiate concurențial și apropierea lor de prețul de închidere al PZU;
- prețul mediu anual pe contracte reglementate corespunde celor doi producători cu cantități și prețuri reglementate; prețul mediu anual la export corespunde tranzacțiilor derulate de furnizorii concurențiali, având în vedere faptul că în anul 2014 nici un producător nu a raportat tranzacții de export, chiar dacă Hidroelectrică a notificat la C.N. Transelectrica S.A., în luna decembrie 2014, un export de energie electrică, alocându-și capacitate de interconexiune în acest scop.

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2014 -lei/MWh-	2013 -lei/MWh-	Evoluție față de anul 2013 - % -
Piața contracte reglementate	142,68	171,13	▼ 16,6
Piața contracte pe platforme de brokeraj	-	222,51	-
Piața contracte negociate direct	163,75	185,82	▼ 11,9
Piața centralizată a contractelor bilaterale*	173,90	204,47	▼ 15,0
Piața pentru Ziua Următoare**	153,92	156,05	▼ 1,4
Piața Intrazilnică***	162,63	194,30	▼ 16,3
Piața de Echilibrare****	243,35	242,44	▲ 0,4
Export	173,47	179,63	▼ 3,4

* PCCB, PCCB-NC, PC-OTC

** prețul mediu anual este cel publicat de Opcom S.A. și se calculează ca medie aritmetică simplă

*** prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de Opcom SA

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

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și
C.N. TRANSELECTRICA S.A.

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 excepția prețului mediu pe PZU care a fost calculat ca medie aritmetică simplă;
- toate prețurile includ componenta TG a tarifului de transport (pentru piețele centralizate aceasta este înglobată, de ofertanți, în preț).

Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică

Producere

Valoarea indicelui HHI pentru anul 2014 a fost de 1826. Cota de piață anuală a celui mai important producător a fost de 31,37%, deținută de producătorul hidro, care s-a situat și anul trecut pe primul loc în ceea ce privește energia introdusă în rețele.

Valoarea indicatorului de concentrare C3 a fost în anul 2014 de 70,93%, superioară celei din 2013, cu toate că în acest an baza de monitorizare s-a mărit prin includerea producătorilor din surse neconvenționale cu puteri instalate între 5-20 MW.

După cum se constată, valorile indicatorilor C3 și HHI corespunzătoare producerii de energie electrică din România depășesc ușor limitele care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat, așa cum sunt acestea stabilite de literatura de specialitate.

Piața pentru ziua următoare

Indicatorul de concentrare HHI a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 433-716); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în primele 4 luni și ultima lună a anului, cu valori lunare ale HHI în domeniul 676-812, iar în perioada mai-noiembrie 2014, se înregistrează o piață moderat concentrată, cu excepția lunii august, când s-a înregistrat o valoare a HHI de 2516.

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, modalitatea de tranzacționare prin licitație publică (PCCB), indicatorii de concentrare au fost calculați de Opcom SA, operatorul respectivei piețe, pe baza ofertelor inițiate de vânzare/cumpărare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare. Aceștia sunt prezentați în dinamică pentru perioada 2005-2014:

Indicatori de concentrare pe PCCB pe baza volumelor din tranzacțiile încheiate anual

Anul	Vânzare		Cumpărare	
	C3 [%]	C1 [%]	C3 [%]	C1 [%]
2005	99,68	57,61	93,33	43,21
2006	82,77	38,30	46,58	16,15
2007	87,55	35,21	32,52	11,27
2008	95,32	36,51	25,00	9,85
2009	98,28	51,34	66,58	35,93
2010	98,80	45,22	76,87	45,22
2011	83,47	41,79	45,77	17,73
2012	94,05	59,14	44,58	22,29
2013	61,43	30,73	36,08	17,25
2014	63,25	22,60	45,62	16,56

Sursa: date și prelucrări OPCOM SA

În anul 2014, se constată nivele scăzute ale gradului de concentrare atât la vânzare cât și la cumpărare. Cota de piață a participantului care a tranzacționat cel mai mult a fost, în ambele cazuri, mai mică decât în anul precedent. În condițiile de piață determinate de prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, în care este posibilă încheierea de contracte numai în mod transparent și nediscriminatoriu, pe piața centralizată organizată la Opcom SA, marea majoritate a participanților la piața angro au activat pe această modalitate

de tranzacționare, ajungându-se ca la sfârșitul anului 2014 să se atingă numărul record de 588 participanți, cu peste 50% mai mulți decât în anul precedent.

Piața de echilibrare – PE

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative anuale pentru perioada 2006 - 2014 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%	59%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%	58%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%	58%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%	70%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%	61%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%	63%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700	3495
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423	3396
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841	3400
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202	4836
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777	3759
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470	3959

Sursa: Raportările lunare ale C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2014 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În cele ce urmează sunt prezentați indicatorii de concentrare care caracterizează piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2014, indicatori care au la bază informațiile transmise de C.N. Transelectrica S.A. și respectiv producătorii calificați pentru acest tip de serviciu.

Anul 2014		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	1.662.940	700.800	6.465.380
	C1 (%)	76,5	75,0	51,4
	C3 (%)	100	100	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	1.945.010	5.091.691	-
	C1 (%)	88,2	86,3	-
	C3 (%)	97,0	95,7	-
	HHI	7822	7497	-

Sursa: Raportările lunare ale C.N. TRANSELECTRICA S.A.

La nivelul anului 2014 este de remarcă gradul ridicat de concentrare pe toate cele 3 tipuri de rezerve achiziționate de C.N. Transelectrica SA, atât pe componenta reglementată, cât și pe cea de licitație. Astfel, pe parcursul anului, producătorii din surse termo CE Oltenia și CE Hunedoara au primit cantități reglementate pe toate cele 3 tipuri de rezervă, la cea secundară asigurând reglementat o cotă-parte și producătorul Hidroelectrică.

Se remarcă faptul că cea mai mare parte a cantităților achiziționate pentru rezervele de reglaj secundar și de terțiar rapid pe componenta concurențială au fost puse la dispoziție de producătorul hidro, iar diferența a fost asigurată de un număr de 6 producători cu cote de piață între 0,3%-4,6% pe rezerva secundară și respectiv 9 producători cu cote de piață în intervalul 0,1-6,8% pe RTR.

2.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

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

În anul 2014 pe piața cu amănuntul au activat 87 de furnizori, dintre care 19 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați.

Pe piața reglementată au acționat cinci furnizori implicați – unul, proprietate majoritară de stat și patru cu acționariat majoritar privat. Energia furnizată acestora, inclusiv CPC, a fost de aproximativ 15213 GWh, înregistrând o scădere de 20% față de anul 2013, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 1,5% față de același an 2013.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la clienții finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2014, se constată următoarele:

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2014 a crescut cu 1,5% față de 2013;
- menținerea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final în anul 2014 față de anul 2013;
- creșterea consumului clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul cu cca 18% în anul 2014 față de anul 2013 și a ponderii acestuia în consumul final cu cca 9% în anul 2014 față de anul 2013;
- scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 51% în anul 2014 față de anul 2013, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final cu cca. 9%.

În decembrie 2014, pe piața concurențială erau prezenți **84933 clienți noncasnici**, energia electrică furnizată acestei categorii de clienți în anul 2014 fiind de 29235 GWh, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 18%. **Numărul de clienți care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică în anul 2014, ca urmare a evoluției procesului de dereglementare a clienților noncasnici.**

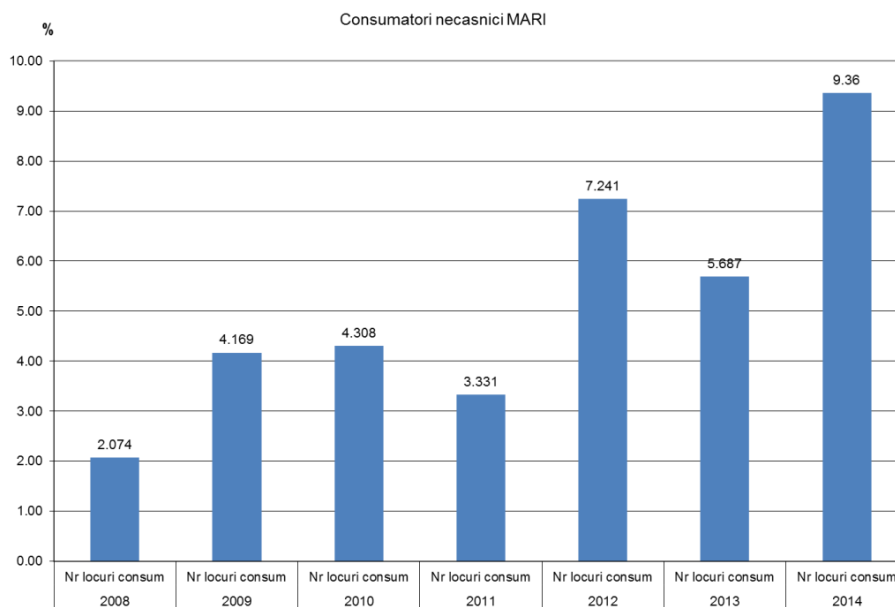
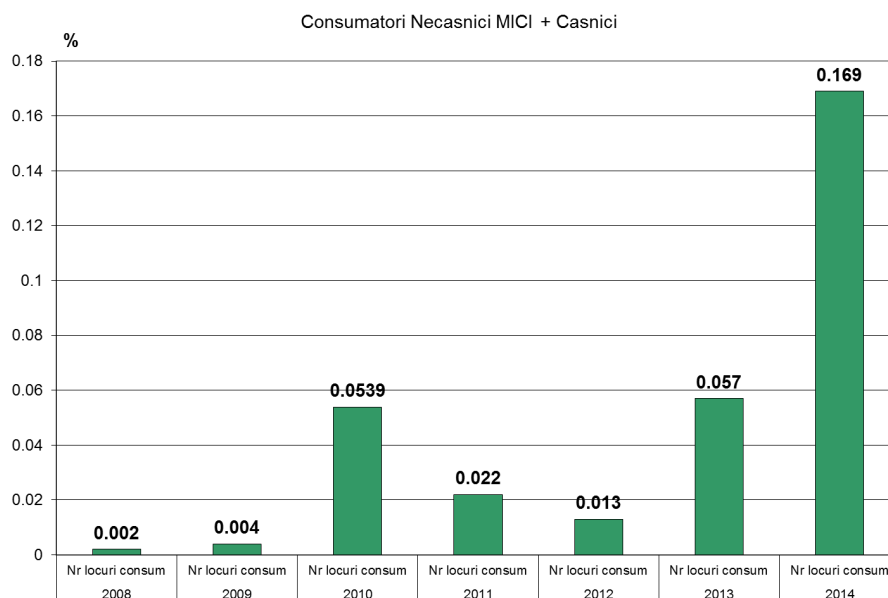
Anul 2014 se caracterizează printr-o piață neconcentrată, determinată de numărul mare de furnizori care au concurat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

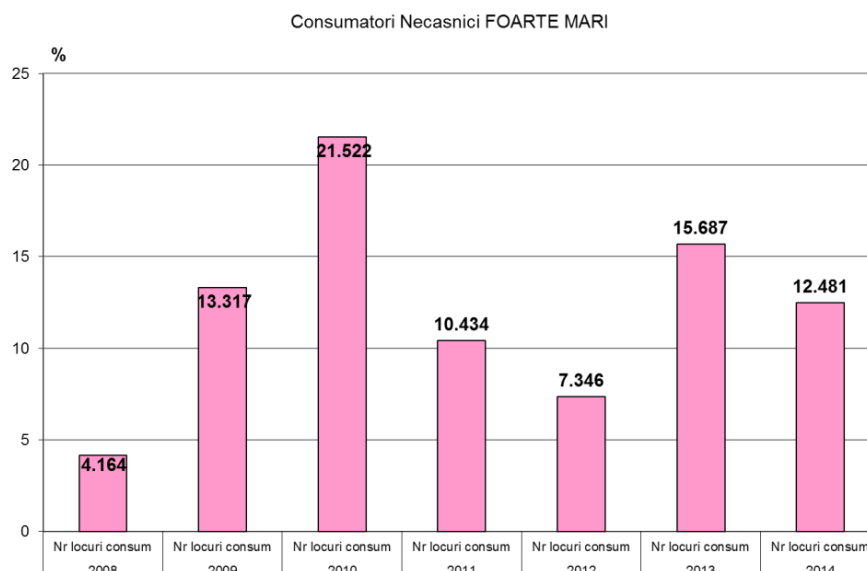
În anul 2014 se remarcă **o creștere cu nouă puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2013**, care a ajuns la cca 66% din consumul final total.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost

reluată; se remarcă creșterile semnificative înregistrate de indicatorul pentru categoria necasnici mici și casnici ca urmare a procesului de dereglementare asumat de România.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a crescut de patru ori comparativ cu valorile rezultate anul trecut pentru categoria necasnici mici și casnici. Se remarcă migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul la toate categoriile de consumatori. Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2014, este prezentată mai jos:





Tabelul următor cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare a pieței pentru fiecare categorie de consumatori finali, în anul 2014.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul consumatorilor industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali.

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1 (%)	C3 (%)	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	5	33	78	2445
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	27	55	1264
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	13	29	590
4.	TOTAL PAM	5	22	49	1096

Sursa: date furnizori

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2014 indică:

- piață neconcentrată pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici foarte mari;
- un nivel de concentrare moderată și pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici mari și pe ansamblul pieței cu amănuntul;
- piață cu concentrare mare pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

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

Tabelul următor prezintă prețurile medii de vânzare a energiei electrice realizate pentru fiecare categorie de clienți noncasnici alimentați în regim concurențial. Se constată că prețul mediu a scăzut față de anul 2013, când avea valoarea de 297,34 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	338,995	412.57
IB	2,937,251	396.68
IC	3,342,258	336.89
ID	7,366,898	310.72
IE	3,916,183	275.21
IF	2,164,892	254.38
Altii	9,168,695	221.97
Total	29,235,173	286.87

Prețul mediu de vânzare a rezultat din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorului din vânzările către o anumită categorie de consumatori (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate: transport T_G, transport T_L, servicii de sistem, distribuție, decontare piață, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare), la cantitatea totală de energie electrică vândută respectivei categorii. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Încadrarea consumatorilor în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei 2008/92/EC. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

Categoriile consumatori necasnici	Consum anual cuprins in intervalul (MWh):	
Banda - IA		<20
Banda - IB	20	<500
Banda - IC	500	<2000
Banda - ID	2000	<20000
Banda - IE	20000	<70000
Banda - IF	70000	<=150000
Altii	>150000	

Tarife reglementate pentru clienții casnici

Începând cu 01.01.2014, conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali non-casnici care nu au uzat de eligibilitate devine 100 % din consumul lor. În aceste condiții, din anul 2014 nu au mai fost aprobate prețuri reglementate pentru achiziția de energie electrică aferente clienților non-casnici.

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013, tarifele reglementate de energie electrică aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2014 au fost menținute la valorile aprobate prin Ordinul ANRE nr. 40/2013.

Calcululele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2014, pentru semestrul II 2014, din următoarele considerente:

- ajustarea în semestrul II 2014 a prețurilor din contractele reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică dintre fiecare FUI și producătorii S.C. Hidroelectrică S.A și S.N. Nuclearelectrică S.A., prin Deciziile ANRE nr. 1408 și 1409 din 18.06.2014;
- ajustarea în semestrul II 2014 a tarifului de transport și a tarifului de servicii de sistem;
- intrarea, la data de 1 iulie 2014, într-o nouă etapă din calendarul de eliminare a tarifelor reglementate (prin creșterea cu încă 10 % a gradului de dereglementare la clienții casnici, față de semestrul I 2014).

Prin aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 82/2013, a rezultat necesitatea majorării cu 1,89 % a tarifelor reglementate în vigoare. Ca urmare, prin Ordinul ANRE nr. 57 din 26 iunie 2014 au fost aprobate noile valori ale tarifelor reglementate de energie electrică aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.07.2014.

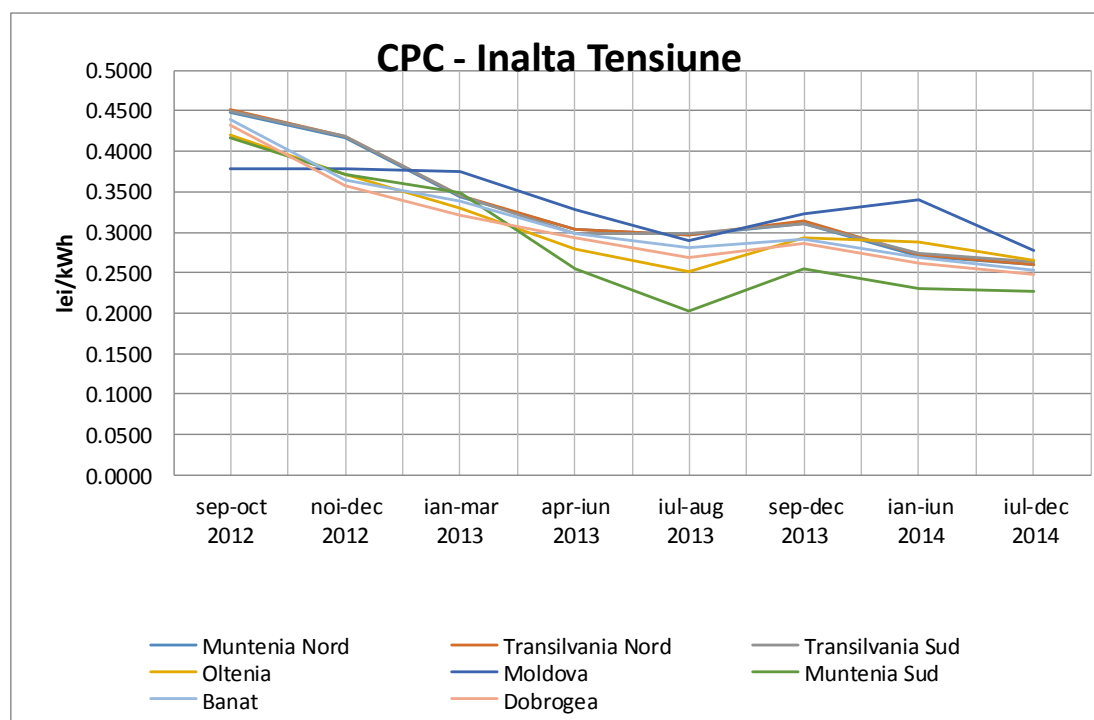
La sfârșitul anului 2014 au fost aprobate tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2015 (Ordinul ANRE nr. 157 din 15 decembrie 2014). În urma calculului de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2015, a rezultat necesitatea majorării cu 2,25 % a tarifelor reglementate în vigoare.

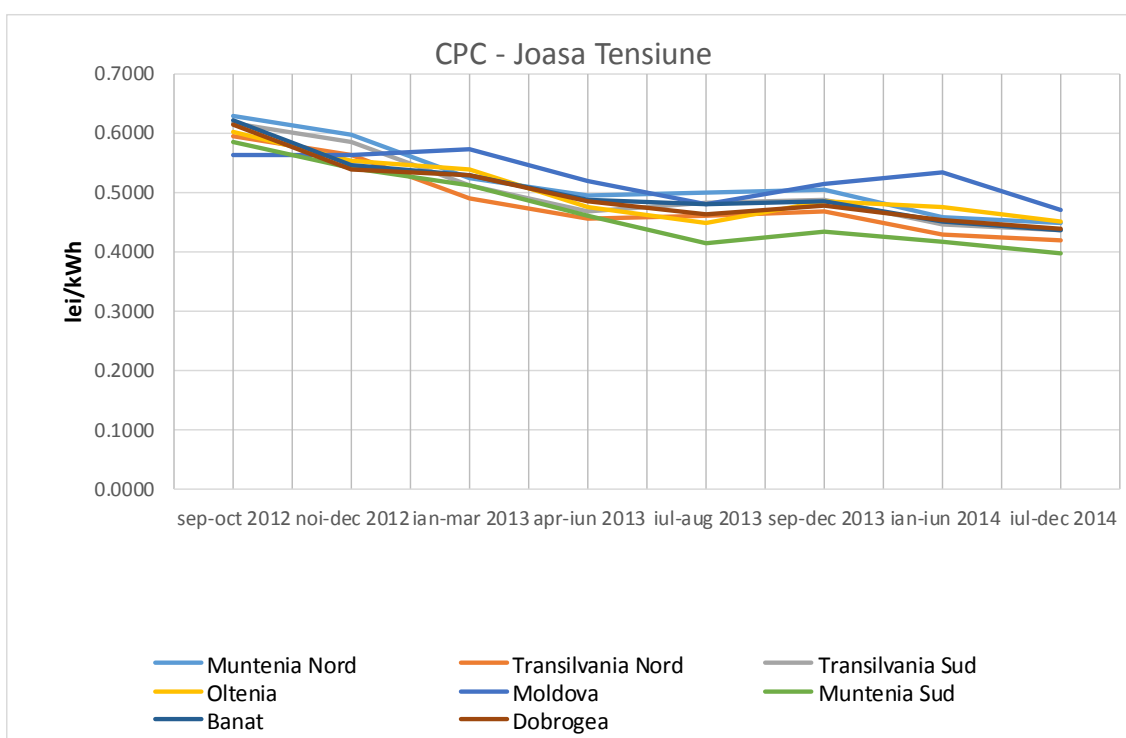
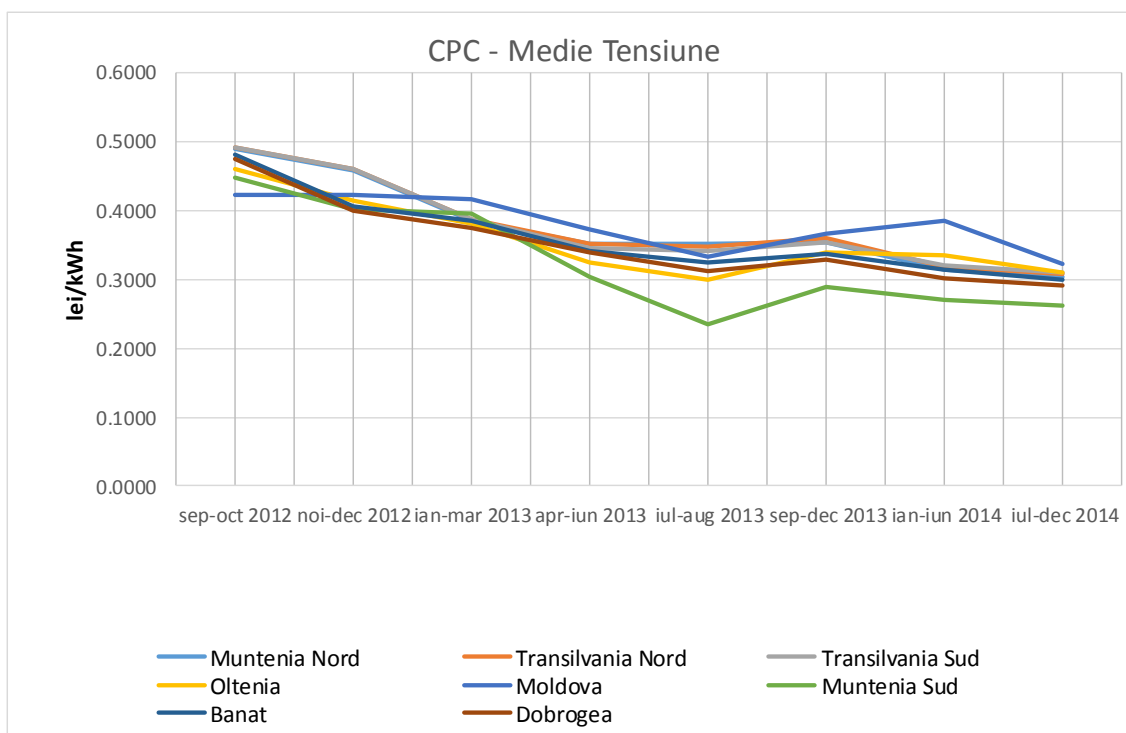
Tarife CPC

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 2014 au fost parcurse etapele 6 și 7 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 100 % din consumul clienților non-casnici și 20 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 6 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2014 - 30.06.2014);
- 100 % din consumul clienților non-casnici și 30 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 7 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2014 - 31.12.2014).

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013, au fost avizate valorile tarifelor CPC, evoluția acestora fiind prezentată în figurile următoare.





Situația **prețurilor medii ale energiei electrice facturate clienților casnici, respectiv non-casnici** în anul 2013 și în anul 2014 este următoarea:

	Clienți casnici		Clienți non-casnici	
	Pret	Tarif servicii	Pret	Tarif servicii
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
an 2013	581,31	232,74	534,42	134,35
an 2014	575,07	234,66	455,35	138,77

Prețul cuprinde achiziția de energie, serviciul de furnizare, tarifele de servicii, TVA, acciza, contribuția pentru cogenerare și valoarea certificatelor verzi, iar tariful de servicii este prețul mediu aferent serviciilor de transport, distribuție, servicii de sistem și administrare piață de energie electrică.

2.3. Securitatea alimentării cu energie

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

În cursul anului 2014 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

2.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2014, producția de energie electrică a fost de 64,863 TWh, cu aproximativ 10,5% mai mare față de cea din anul 2013. Consumul intern a fost de cca 57,74 TWh, cu cca 1,9% mai mare decât cel din 2013. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2014, soldul import-export fiind negativ (- 7,123 TWh).

Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice regenerabile eoliene și fotovoltaice, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2014 la o pondere de 9,56 % a producției eoliene (8,05% în anul 2013) și respectiv 2,52 % a producției fotovoltaice (0,70 % în anul 2013). Se remarcă însă o scădere de 3,54 % a producției de energie în centralele electrice pe hidrocarburi, de la 15,50 % în anul 2013, la 11,96 % în anul 2014 și respectiv a producției generate în centralele electrice pe cărbune de 1,7 %, de la 29,65 % în anul 2013 la 27,95 % în 2014. În ceea ce privește producția hidroelectrică, având în vedere că debitul mediu al Dunării s-a menținut la o valoare ridicată, respectiv 6019 mc/s, procentul producției hidroelectrice a fost de 29,22 %, înregistrând o creștere de 3,47% comparativ cu 2013.

Valoarea maximă a consumului în anul 2014 a fost cu 145 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în anul 2013, fiind însă cu 217 MW mai mic decât vârful anului 2012 care a fost caracterizat de o iarnă deosebit de geroasă. Astfel, consumul maxim brut a fost 9303 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 03 decembrie 2014 la ora 18.00. Valoarea minimă a consumului (4092 MWh/h) s-a înregistrat în data de 8 iunie 2014 la ora 7.00.

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2014 de 21,136 GW. Valorile puterii nete disponibile și ale consumului în a treia zi de miercuri a lunii la ora 11 CET (valori nete) sunt prezentate mai jos.

2014 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere neta disponibila	20142	20157	20252	20294	20294	20334	20391	20499	20499	20721	20721	21136
Consum	7216	6690	6035	6874	5524	5835	6059	5926	5970	6136	7185	7439

Sursa: CN Transelectrica SA

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a două scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2016	2020	2025
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,14	21,14	22,95
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18

Scenariul B	2016	2020	2025
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,27	21,27	24,59
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18

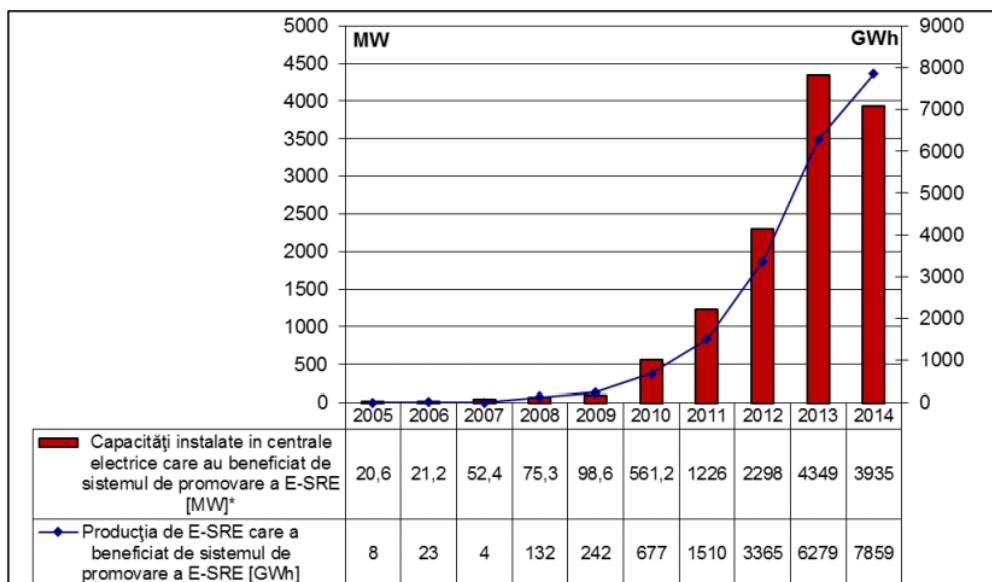
2.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

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

În anul 2014 au fost acordate 110 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice- 71, centrale eoliene – 12, centrale pe hidrocarburi -9, centrale hidroelectrice-12, centrale utilizând biogaz – 4, centrale utilizând biomasă - 3), 92% dintre acestea fiind acordate pentru unități de producere utilizând resurse regenerabile. **Puterea electrică instalată a capacităților autorizate a fost de 1056MW**. Reducerea numărului de autorizații acordate în cursul anului 2014 se datorează în mare parte modificărilor aduse schemei de susținere a energiei electrice produse din surse regenerabile.

Capacitatea electrică instalată în unitățile de producție a energiei electrice din surse regenerabile acreditate în cursul anului 2014 a fost de 357 MW, din care 219 MW în centrale eoliene, 21 MW în centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 34 MW în centrale pe biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate, precum și 83 MW în centrale fotovoltaice.

Evoluția capacității electrice instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare și a energiei electrice produse în aceste centrale pentru perioada 2005÷2014 este prezentată în figura următoare. Se apreciază că în perioada 2005-2014, 4733 MW au beneficiat de schema de sprijin.



* - pe parcursul anului 2014 din valorile intrate și ieșite capacitatea instalată a atins valori mai mari de 3935 MW, aceasta reprezentând valoarea de la sfârșitul anului 2014

Numărul total de centrale cu unități de producere în cogenerare care au beneficiat de bonus pentru anul 2014 a fost de 42, aparținând de 36 producători persoane juridice. Cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada ianuarie – decembrie 2014 a fost de 5102 GWh (în scădere comparativ cu 2013 cu 9,76%).



Referitor la **dezvoltarea rețelelor electrice**, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de Dezvoltare al RET - 2014-2023 sunt următoarele:

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest și sud-vest a României, sunt planificate întăriri ale rețelei în zonă, care vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Sursă: CN Transelectrica SA - Proiecte de interes comun

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) și reluate și în cea de-a doua listă. Proiectele avute în vedere sunt:

- 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.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de est, cu Republica Moldova, este în analiză interconectarea asincronă prin stații de conversie back-to-back. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (Republica Moldova) va suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (MD) și patru LEA de 110 kV. Utilizarea la capacitate maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.

Pentru creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiuni mai mică decât restul liniei.

Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. Aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI). O parte din aceste proiecte au fost reluate și în cea de-a doua listă de Proiecte de Interes Comun, aflată în prezent în faza de aprobare.

Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuată în viitor cu LEA 400 kV Stâlp – Brașov;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Acestora li se adaugă și alte proiecte de dedicate creșterii siguranței alimentării consumului din zone deficitare, rețehnologizării și modernizării stațiilor existente.

Investițiile în dezvoltarea rețelei sunt recuperate prin tariful de transport, stabilit de autoritatea competentă pe baza costurilor justificate, în condițiile unei cote rezonabile de profit.

2.4. Piața gazelor naturale

Evoluțiile semnificative pe piața gazelor naturale au constat în:

- Scăderea consumului de gaze naturale cu aproximativ 4% față de anul 2013, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali. Producția internă a fost de 118.077.461,595 MWh, iar importul de 9.530.621,297 MWh, reprezentând aprox. 7,5% din total consum;
- Adaptarea regulilor de tranzacționare pe piața angro de gaze naturale conform experienței obținute, introducerea obligației producătorilor, într-o primă etapă, ulterior a furnizorilor de a tranzacționa pe piața angro de gaze naturale;
- Modificări ale *Codului de rețea* prin introducerea unor mecanisme concurențiale de piață privind practicile actuale de rezervare de capacitate, nominalizare/renominalizare, alocare și echilibrare astfel încât acestea să fie în conformitate cu practicile promovate prin intermediul codurilor de rețea europene și să conducă la determinarea exactă a eventualelor dezechilibre provocate de către utilizatorii rețelei în urma utilizării sistemului de transport;
- Finalizarea certificării SNTGN Transgaz S.A. în calitate de operator independent de sistem ca urmare a clarificării anumitor aspecte legate de structura corporativă și de proprietate;
- Introducerea începând cu data de 1 august 2014 a sistemului de tarifare de tip „intrare-ieșire”, prin Ordinul ANRE nr. 70/2014 fiind aprobate venitul reglementat, venitul total și tarifele de transport pentru activitatea de transport al gazelor naturale prin SNT, cu valabilitate până la data de 30 septembrie 2015. Introducerea, începând cu data de 1 august 2014, a tarifelor de transport pe tipuri de servicii, pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire diferențiate pe termen lung (cu durata de un an) și pe termen scurt (zi, lună, trimestru);
- Implementarea prevederilor *Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali*. Aplicarea prevederilor legale și monitorizarea permanentă a evoluțiilor în piața gazelor naturale a făcut posibilă, în 2014, reducerea creșterilor prevăzute în calendarele de renunțare la prețuri reglementate, cu 7% în cazul clienților casnici și cu 17% în cazul celor noncasnici;
- Aprobarea Planului de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023;
- Instituirea unui set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală având în vedere liberalizarea pieței interne de gaze naturale, dezvoltarea concurenței și renunțarea la prețurile reglementate pentru clienții non-casnici începând cu 1 ianuarie 2015. În acest context se înscrie aprobarea Ordinului ANRE privind obligațiile de informare a clienților finali de către furnizorii de gaze naturale cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale a instituit un minim de informații care să permită clienților evaluarea prețului final facturat și obligația furnizorilor de a elabora oferte-tip de furnizare a gazelor naturale;
- Completarea cadrului de reglementare cu o serie de prevederi specifice implementării proiectului pilot privind organizarea de licitații pentru rezervarea de capacitate comasată în punctul de interconectare Csanadpalota referitoare la: produsul de capacitate oferit, termenii și condițiile generale aferente contractelor de transport ce urmează a fi încheiate prin intermediul mecanismului de alocare de capacitate prin licitații, modalitatea de stabilire a limitei de credit acordate utilizatorilor de rețea ce intenționează să participe la licitațiile pentru alocarea de capacitate, pentru implementarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 984/2013 al Comisiei din 14 octombrie 2013 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al

gazelor și de completare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului.

2.4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

2.4.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO).

ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 3/2014**, a fost certificată Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz” - SA Mediaș cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

ANRE a monitorizat, în primul semestru al anului 2014, îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 3/2014 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO).

În paralel, ANRE a acționat în sprijinul organismelor relevante ale statului român în scopul modificării cadrului legislativ, care să permită separarea drepturilor de proprietate asupra Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș.

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

Operatorii de distribuție sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. La finele anului 2014, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **39 de companii**.

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

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

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

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

Referitor la obligația de separare legală a activității de înmagazinare subterană, ea a fost realizată de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este încă în derulare. În cursul anului 2014, a fost dispusă sancționarea și impuse măsuri pentru intrarea în legalitate a SNGN ROMGAZ S.A. pentru neîndeplinirea obligației de separare legală a activității de înmagazinare a gazelor naturale.

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

2.4.1.2. Funcționare tehnică

Condițiile și regulile de utilizare a SNT al gazelor naturale din România precum și accesul transparent și nediscriminatoriu al terților sunt reglementate prin Codul rețelei pentru SNT. În anul 2013, documentul a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

Având în vedere necesitatea adaptării permanente a prevederilor Codului rețelei pentru SNT la realitățile pieței de gaze naturale din România, cu luarea în considerare a prevederilor legislației naționale și europene în domeniu, în cursul anului 2014 au fost adoptate două ordine de modificare și completare a Ordinului ANRE nr. 16/2013, respectiv Ordinul ANRE nr. 53/2014 și Ordinul ANRE nr. 88/2014.

Modificările și completările aduse Codului rețelei pentru SNT prin aceste două ordine au avut în vedere, în principal, următoarele aspecte:

- crearea premiselor fluidizării procedurilor operaționale/comerciale prevăzute în Codul rețelei, prin dezvoltarea prevederilor referitoare la punctele virtuale de intrare în/din SNT, precum și a detalierii acestora în raport de interfața cu sistemul adiacent;
- introducerea conceptului de **punct virtual de tranzacționare (PVT)**, definit ca și punct noțional în care utilizatorii de rețea (UR) notifică tranzacțiile cu gaze naturale din SNT, încheiate atât în scopul comercializării gazelor naturale, cât și în scopul echilibrării comerciale a portofoliilor proprii de clienți; în acest context, a fost avută în vedere, totodată, detalierea procedurilor care se pot aplica în punctul virtual de tranzacționare;
- eliminarea referirilor la dezechilibrul acumulat la nivelul unei săptămâni gaziere, în considerarea necesității reținerii numai a dezechilibrului zilnic, precum și reconsiderarea corespunzătoare a dispozițiilor incidente din cuprinsul Codului rețelei;
- eliminarea referirilor la determinarea și aplicarea tarifului pentru nerespectarea nominalizării.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1361/2006 cu modificările și completările ulterioare, respectiv Ordinul ANRE nr. 59/2007, Ordinul ANRE nr. 45/2008, Ordinul ANRE nr. 33 /2010 și Ordinul 47/2011).

2.4.1.3. Tarife de rețea și racordare

Mecanismele de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate sunt de tipul „revenue-cap” pentru activitățile reglementate de înmagazinare subterană și de transport și de tip „price-cap” pentru activitățile reglementate de distribuție și de furnizare.

Perioada de reglementare pentru oricare din activitățile reglementate este de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare (etapa tranzitorie), a cărei durată a fost stabilită la 3 ani.

Prin Ordinul ANRE nr. 32/2014 a fost aprobată *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 tarifare de tipul „intrare-ieșire”*.

Începând cu data de 1 august 2014 au fost introduse tarife de transport pe tipuri de servicii, pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire diferențiate pe termen lung (cu durata de un an) și pe termen scurt (zi, lună, trimestru).

Tarifele în vigoare, practicate la data întocmirii prezentului raport de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru activitatea de transport al gazelor naturale, sunt următoarele:

- a) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport

lei/MWh/h

Punct / grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
		Termen lung	Termen scurt					
			Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic
		vară		iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
Punct/Grup puncte de intrare în SNT	grupul punctelor de intrare 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 SNT	0,50	0,89	1,90	1,32	2,81	1,97	4,22
	grupul punctelor de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state terțe non-UE (Medieșu Aurit și Isaccea Import)	2,08	3,71	7,93	5,50	11,75	8,25	17,62
	punctul de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	1,35	2,40	5,14	3,56	7,61	5,34	11,41
	grupul punctelor de intrare din depozitele de înmagazinare subterană	1,89	3,37	7,22	5,00	10,69	7,50	16,03
Punct/Grup puncte de	grupul punctelor de ieșire către sistemele de distribuție, rețelele de conducte din amonte și clienții finali racordați direct la sistemul de transport	1,55	2,76	5,90	4,09	8,73	6,13	13,09

grupul punctelor de ieșire către depozitele de înmagazinare subterană	1,78	3,17	6,79	4,71	10,05	7,06	15,08
punctul de ieșire din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	10,95	19,49	41,72	28,91	61,76	43,37	92,65

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 5,04 lei/MWh;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin SNT: 5,79 lei/MWh;
- d) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată: 4,94 lei/MWh.

Tarifele prevăzute la lit. b) și c) conțin și valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013*, iar tariful prevăzut la lit. d) nu conține și această valoare, având în vedere că prevederile ordonanței se aplică până la data de 31 decembrie 2014.

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

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit reglementat unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare. Tarifele de distribuție sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție. Tarifele de distribuție se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.

Începând cu a treia perioadă de reglementare, Ordinul ANRE nr. 17/2014 aduce următoarele modificări și completări *Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale*:

- reconsiderarea fundamentării tarifului de distribuție pe care un operator trebuie să-l plătească în situația în care acesta utilizează sistemul de distribuție al altui operator în scopul vehiculării gazelor naturale către clienții finali din portofoliul propriu, denumit tarif de distribuție de tranzit;
- reconsiderarea acordării inflației la valoarea bazei de active reglementate, în sensul eliminării acesteia la calculul pentru a patra perioadă de reglementare;
- stabilirea ratei de creștere a eficienței economice la valoarea de 1,5% pentru fiecare an din cadrul perioadei de a treia de reglementare, pentru fiecare operator licențiat în parte.

Sistemul tarifar pentru **activitatea de înmagazinare** 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.

Tarifele pentru activitatea de înmagazinare se stabilesc pentru fiecare depozit de înmagazinare subterană și au următoarea structură:

$$T(ds) = RC(ds) + I(ds) + E(ds)$$

unde :

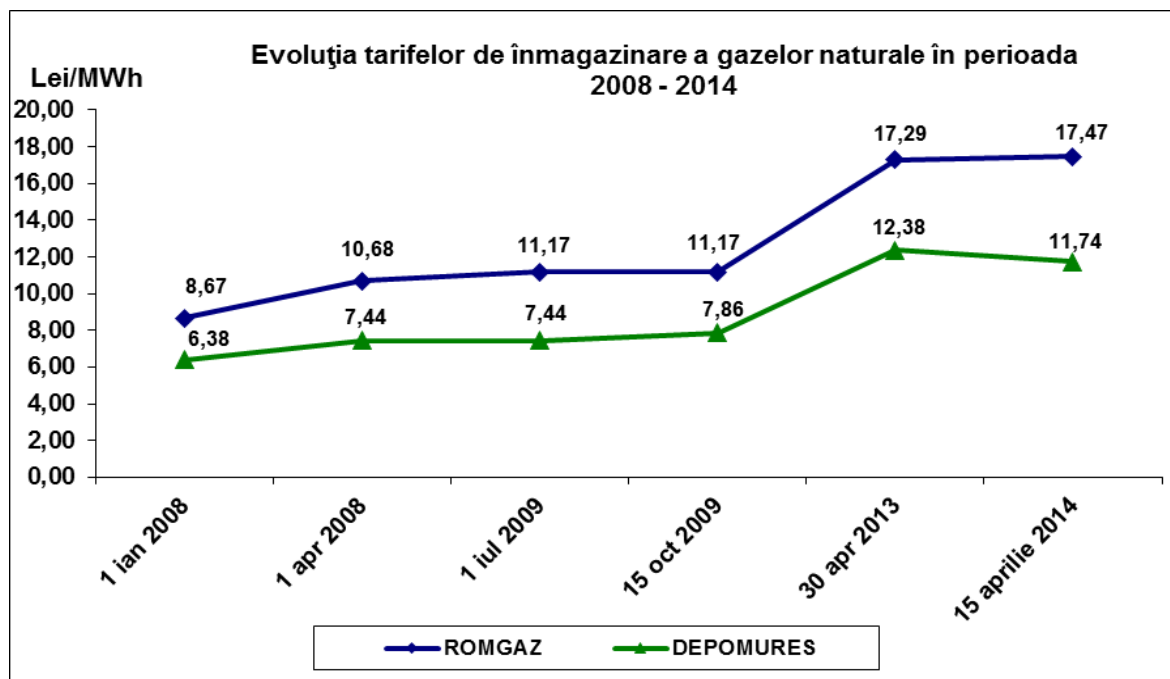
T(ds) - tariful de înmagazinare

RC(ds) – componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh/ciclul complet de înmagazinare

I(ds) - componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh;

E(ds) - componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran, exprimat în lei/MWh.

Evoluția tarifelor de înmagazinare se regăsește în figura de mai jos



2.4.1.4. Aspecte transfrontaliere

Nu au fost înregistrate evoluții față de aspectele prezentate în Raportul aferent anului 2013.

Monitorizarea planurilor de investiții

Referitor la aprobarea și monitorizarea de către autoritatea de reglementare a planurilor de investiții ale OTS, precizăm că aceste atribuții au fost încredințate reglementatorului prin prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023 prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare răspunde 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 de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.

OTS a transmis ANRE acest plan, iar prin Decizia ANRE nr. 2819/2014 acesta a fost aprobat.

2.4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

Pentru anul 2014 nu sunt situații de acest fel de raportat.

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

ANRE a monitorizat, în primul semestru al anului 2014, îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 3/2014 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO).

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

2.4.2. Promovarea concurenței

Consumul de gaze naturale din România a înregistrat o scădere de aproximativ 4% în anul 2014 față de anul 2013, atingând nivelul de aproximativ 12,0 miliarde mc, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- a) **piața concurențială** care cuprinde totalitatea tranzacțiilor comerciale, angro (între furnizori) sau cu amănuntul (între furnizori și clienți eligibili). În piața concurențială, prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale;
- b) **piața reglementată** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor - cadru. În piața reglementată, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE.

În anul 2014, consumul total de gaze naturale a fost de 127.608.082,917 MWh, din care 87.787.630,477 MWh a reprezentat consumul noncasnic (75,34%) și 28.743.351,279 MWh a reprezentat consumul casnic (24,66%).

În anul 2014, numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.372.559, din care 178.851 clienți noncasnici (5,30%) și 3.193.708 clienți casnici (94,70%).

Consumul este acoperit din producție internă și din import. Producția internă a fost de 118.077.461,595 MWh, iar importul de 9.530.621,297 MWh.

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 77,55%, iar pe piața cu amănuntul este de 61,16%.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce aceasta a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2014:

- un operator al Sistemului National de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș;
- 6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde și Stratum Energy;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 39 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 39 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 63 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

2.4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2014, ce a intrat în consum, a reprezentat 92,53% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,31% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2014, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 7,47%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 50,56%.

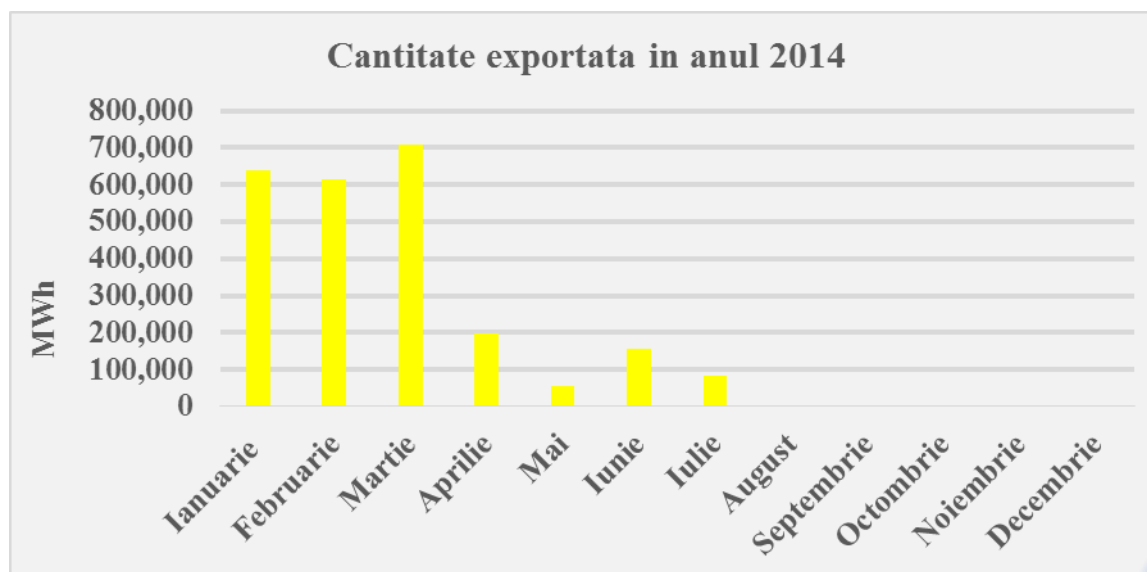
Situația companiilor care furnizează gaze naturale categoriilor celor mai relevante de clienți se prezintă după cum urmează:

Furnizori Clienți	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producători energie electrică și/sau termică	5	78,08
Clienți industriali	5	79,79
Clienți comerciali	3	82,20
Clienți casnici	2	90,20

În anul 2014, 34 de furnizori au desfășurat activități comerciale pe piața angro din România. Cantitatea totală furnizată de către aceștia a scăzut în ultimul an, atingând nivelul de 145.044.443,179 MWh, cu o scădere de aproximativ 3% față de anul precedent, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Primii 3 furnizori au avut împreună o cotă de aproximativ 75%, aceștia având cote cuprinse între 15% și 30 %.

Exporturile au fost realizate de 5 companii, volumul de gaze naturale exportate atingând nivelul de 2.451.690,003 MWh. Situația este prezentată în figura următoare:



Piețe centralizate

În anul 2013, au fost acordate licențe pentru administrarea piețelor centralizate operatorilor Societatea Bursa Româna de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) - BRM, respectiv Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" – S.A.

Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2013, precum și *Regulamentele privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale aferente celor doi operatori ai piețelor centralizate*, aprobate prin Ordinele ANRE nr. 51 și 52/2013, au suferit, în cursul anului 2014, modificări și completări, atât pe fondul evoluțiilor survenite în planul legislației naționale primare, cât și pe fondul diversificării produselor și platformelor de tranzacționare puse la dispoziția pieței de către operatorii piețelor centralizate de gaze naturale.

Astfel, în contextul adoptării OUG nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, prin care au fost instituite, în sarcina producătorilor de gaze naturale, **obligația de a încheia tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale** începând cu data de 15 iulie 2014, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale, respectiv, în sarcina furnizorilor de gaze naturale, obligația de a efectua tranzacții de vânzare sau cumpărare ale unor cantități minime de gaze naturale în cadrul piețelor centralizate de gaze naturale, **principiul tranzacționării voluntare** a gazelor naturale pe piețele centralizate de gaze naturale, prevăzut la art. 1 din *Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2013, nu a mai fost susținut decât parțial de prevederile actelor normative de nivel superior, în speță de prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, fapt ce a determinat modificarea Ordinului ANRE nr. 50/2013 în sensul invalidării acestui principiu, în scopul preîntâmpinării unor eventuale interpretări în contradictoriu ale prevederilor legislației primare și secundare în vigoare.

În aplicarea prevederilor OUG nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, ANRE a adoptat Ordinul nr. 62/11.07.2014, prin care a fost adoptată **Metodologia de stabilire a obligației de tranzacționare aferentă producătorilor de gaze naturale** sau operatorilor economici afiliați acestora **pentru lunile iulie-decembrie 2014**.

În conformitate cu prevederile art. 6 alin. (1) al Ordinului ANRE nr. 62/2014, ANRE a elaborat și aprobat, prin Ordinul ANRE nr. 118/2014, **Metodologia de stabilire a obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate din România, pentru perioada 1 ianuarie 2015 - 31 decembrie 2018.**

La nivelul anului 2014, indicatorii specifici activității piețelor centralizate de gaze naturale au înregistrat următoarele valori (aici sunt incluse rezultate ale tranzacțiilor angro cât și cu amănuntul):

a) Număr de tranzacții înregistrate	- BRM:	158
	- OPCOM:	12
b) Volume ofertate	- spre vânzare:	25.005.780,67 MWh
	- BRM:	21.730.780,67 MWh
	- OPCOM:	3.275.000,00 MWh
	- pentru cumpărare:	5.557.117,60 MWh
	- BRM:	5.408.717,60 MWh
	- OPCOM:	148.400,00 MWh
c) Volume tranzacționate	- BRM:	
	- vânzări:	1.967.600,00 MWh
	- achiziții:	1.870.617,60 MWh
	- OPCOM:	
	- vânzări:	0,00 MWh
	- achiziții:	0,00 MWh
d) Participanți înregistrați	- BRM:	80
	- OPCOM:	15
e) Participanți activi	- BRM:	64
	- OPCOM:	4

2.4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2014, consumul de gaze naturale repartizat pe tipurile de clienți din România, a avut următoarea configurație:

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere în total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	2	596.144	0.00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3,193,706	28,742,755.135	24.67%	
		Total Clienți casnici	3,193,708	28,743,351.279	24.67%	
Non-Casnici	Terțieri	Clienți conectați la SNT	17	18,953.409	0.02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	44,404	5,042,036.692	4.33%	
		Total Alți Clienți non-casnici	44,421	5,060,990.101	4.34%	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	67	2,402,847.430	2.06%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	106,123	7,122,670.965	6.11%	
		Total Clienți comerciali	106,190	9,525,518.395	8.17%	
	Secundari	Alți secundari	Clienți conectați la SNT	111	5,009,350.465	4.30%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	27,292	11,070,789.393	9.50%
			Total Alți Clienți industriali	27,403	16,080,139.858	13.80%
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	3	1,417,972.359	1.22%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	164	2,260,250.507	1.94%
			Total Clienți din sectorul industriei chimice	167	3,678,222.866	3.16%
		Producători Energie	Clienți conectați la SNT	8	1,113,560.853	0.96%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	631	4,037,754.977	3.46%

	Electrică/ Termică	Total Producători EET	639	5,151,315.830	4.42%
Industriali	Alți industriali	Clienți conectați la SNT	5	4,109,619.190	3.53%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0.000	0.00%
		Total Alți Clienți industriali	5	4,109,619.190	3.53%
	Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	5	18,540,928.325	15.91%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0.000	0.00%
		Total Clienți din sectorul industriei chimice	5	18,540,928.325	15.91%
	Producători Energie Electrică/ Termică	Clienți conectați la SNT	12	23,159,066.162	19.87%
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	9	2,481,829.750	2.13%
		Total Producători EET	21	25,640,895.912	22.00%
TOTAL			3,372,559	116,530,981.756	100.00%

*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2014, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului este de 24,67%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,70% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale. Din consumul total, aferent anului 2014, 5,3% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale (SNT + Sistemele de distribuție) reușesc să consume 75,33%.

Categorie de clienți finali	Grup de clienți finali	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Clienți care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	12,99 %
	Clienți care au optat pentru schimbarea furnizorului	62,34 %
CASNICI	Clienți care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	24,63 %
	Clienți care au optat pentru schimbarea furnizorului	0,04 %

Pe **piața reglementată**, în anul 2014, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de **3.362.001**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **43.841,567 GWh**. Cotele de piață deținute de principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,26
E.On Energie Romania	39,09
Congaz	2,34

Pe **piața concurențială** au activat 54 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează clienți finali în regim concurențial, ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul este și producător (S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de **72.689,415 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
OMV Petrom Gas	24,92
Romgaz	23,52
Interagro Zimnicea	15,26
GDF SUEZ Energy Romania	12,32
E.On Energie Romania	6,94

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007, astfel încât toți clienții finali de gaze naturale au posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

Luând în considerare eliminarea prețurilor reglementate (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv, la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, ANRE a instituit prin *Ordinul 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 naturale* un set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală. Aceste modalități de informare permit clienților finali să beneficieze de un volum de informații corespunzător nevoilor lor, astfel încât să le fie asigurată posibilitatea de a alege în cunoștință de cauză furnizorul de gaze naturale, în contextul unei competiții sporite între furnizori.

La sfârșitul anului 2014, erau **10.558** clienți finali care și-au schimbat furnizorul pe piața concurențială de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **56,99 %**.

În anul 2014, din categoria clienților finali conectați direct la sistemul național de transport circa 98,68% din clienți (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2014, ponderea clienților noncasnici conectați în sistemul de distribuție, care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat, a fost de circa 53,45 % din totalul acestora (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

Potrivit Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

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

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

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare furnizor licențiat și pe categorii de clienți, în funcție de configurația sistemelor prin care se realizează furnizarea gazelor naturale. Prețurile sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de furnizare în regim reglementat.

Conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 22/2012, cu modificările și completările ulterioare, începând cu luna februarie 2013 a început procesul de creștere a prețului producției interne și a prețurilor finale aferente activității de furnizare reglementată.

Angajamentele asumate de Guvernul României față de FMI, BM și CE și concretizate în *Memorandumul privind calendarul de eliminare a prețurilor reglementate la gazele naturale* aprobat în ședința de guvern din luna iunie 2012, publicat pe pagina de web a ANRE, prevedeau creșteri prognozate ale **prețurilor de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat** la data de 1 ianuarie 2014, 1 aprilie 2014, 1 iulie 2014 și 1 octombrie 2014.

Procentele de ajustare a prețurilor finale reglementate pe parcursul anului 2014, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator licențiat care desfășoară activitatea

de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată comparativ cu estimările din *Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali*, sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Data implementării	Clienți casnici		Clienți noncasnici	
	Creștere preț final prevăzută în calendar	Creștere preț final realizată	Creștere preț final prevăzută în calendar	Creștere preț final realizată
1 ianuarie 2014	2 %	1 %	4 %	2 %
1 aprilie 2014	2 %	-1 %	5 %	1 %
1 iulie 2014	3 %	3 %	5 %	1 %
1 octombrie 2014	3 %	0,35 %	4 %	-3 %
Total	10 %	3,35 %	18%	1 %

Astfel, la nivelul anului 2014, prețurile finale reglementate au înregistrat:

- o creștere de aproximativ 3% pentru clienții casnici și producătorii 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, față de 10% estimată conform calendarului, respectiv
- o creștere de aproximativ 1% pentru clienții noncasnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice care este destinată consumului populației, față de 18% estimată conform calendarului.

Aplicarea prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali a necesitat realizarea de analize privind posibile evoluții ale prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă.

2.4.2. Securitatea alimentării cu gaze naturale

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evidențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

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

2.5.1. Protecția consumatorilor

Energie electrică

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 sunt principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifefele reglementate.

În conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază cca. **1.030.043 de consumatori** (cu 4,5% mai puțini decât în anul 2013) din totalul de **8.556.650 de consumatori casnici**.

În vederea valorificării optime de către clienții casnici a ajutorului acordat pentru încălzirea cu energie electrică (aprobat prin Ordonanța de Guvern nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 548 din 29 august 2013), ordinul pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate a fost modificat, astfel încât să permită clientului schimbarea tarifului social (avantajos numai în cazul unor consumuri lunare relativ mici) cu un alt tarif, pe perioada acordării ajutorului.

Precizăm că prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 28/2007*, este stabilită obligația operatorilor de distribuție de a oferi consumatorilor vulnerabili cu probleme de sănătate sau handicap fizic o serie de facilități precum: număr de telefon de urgență, înregistrarea ca instalație care necesită atenție specială din motive umanitare și evitarea deconectării.

Conform Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate consumatorilor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 41/2004 și revizuit prin Ordinul ANRE nr. 69/2009, începând cu data de 1 ianuarie 2005, furnizorul de energie electrică are obligația ca, o dată pe an, dar nu mai târziu de 15 aprilie, factura pe care o emite fiecărui consumator pe care îl deservește să fie însoțită de **eticheta energiei electrice furnizate în anul calendaristic anterior**.

Prin Ordinul ANRE nr. 64/2014 a fost aprobat noul **Regulament de furnizare a energiei electrice la clienții finali**. Principalele prevederi ale regulamentului se referă la:

- precizarea categoriilor de clienți și a condițiilor în care furnizorii de ultimă instanță asigură furnizarea energiei electrice în regim de serviciu universal sau în regim de ultimă instanță;
- stabilirea modului de contractare a energiei electrice și a serviciilor de transport și distribuție, a tipului și numărului de contracte necesare, a titularilor contractelor respective, în diverse ipoteze, cu prevederea unui nou mod de contractare a serviciilor de transport și distribuție în viitor;
- prevederea unei secțiuni dedicate clienților vulnerabili, în care se precizează măsurile luate de operatorul de rețea în cazul clienților vulnerabili din motive de sănătate/vârstă;
- scurtarea procesului de schimbare a furnizorului, creându-se condițiile de încadrare în termenul de 21 de zile impus de Directiva 72/2009/CE;
- conținutul minim de informații pe care trebuie să îl cuprindă factura de energie electrică; modul de facturare;

- clarificarea modului de alimentare a locurilor de consum racordate la rețelele electrice altele decât cele ale operatorului de distribuție concesionar, prin stabilirea regulilor aferente fiecărui caz în parte, corespunzător tipului de contract de furnizare utilizat;
- activități de informare a clienților finali ;
- reglementarea calității serviciului de alimentare cu energie electrică.

Procedura de schimbare a furnizorului de energie electrică de către clientul final, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 105/2014 reprezintă o actualizare a *Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 14/2011. Revizia documentului a avut ca scop armonizarea regulilor de schimbare a furnizorului aplicate în România cu legislația Uniunii Europene, în special cu prevederile Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de abrogare a Directivei 2003/54/CE. Principalele prevederi ale procedurii se referă la:

- scurtarea procesului de schimbare a furnizorului unui loc de consum la 21 de zile, conform prevederilor Directivei 72/2009/CE; clientul final are dreptul oricând de a denunța unilateral contractul de furnizare, cu respectarea condițiilor contractuale și cu obligația de a transmite furnizorului de energie electrică și operatorului de rețea o notificare cu cel puțin 21 de zile anterior datei schimbării furnizorului; este interzisă includerea în contractele de furnizare a energiei electrice a unor clauze care ar putea să împiedice realizarea schimbării furnizorului în termenul de 21 de zile;
- posibilitatea încheierii contractului de furnizare a energiei electrice în absența contractului de rețea;
- eliminarea posibilității suspendării procesului de schimbare a furnizorului de energie electrică, ca urmare a neachitării facturilor de energie electrică.

Având în vedere prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 referitoare la *piața reglementată, serviciul universal de furnizare a energiei electrice*, atribuțiile și modul de desemnare a *furnizorilor de ultimă instanță*, precum și necesitatea actualizării/armonizării cadrului de reglementare, în cursul anului 2014 au fost elaborate/revizuite următoarele proiecte de reglementare:

- Regulamentul 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;
- Contract cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici ai FUI;
- Contract cadru de furnizare a energiei electrice la clienții noncasnici ai FUI;
- Metodologia de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali.

Totodată a fost introdus un mecanism concurențial de achiziție a energiei electrice de către FUI (licitații simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciu universal).

Având în vedere Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice care prevede ca statele membre să asigure implementarea unor sisteme de măsurare inteligentă care să contribuie la participarea activă a consumatorilor pe piața furnizării de energie electrică, prevederi care au fost transpuse și în legislația națională (Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale), în luna decembrie 2013 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Întrucât pe parcursul anului 2014 au survenit modificări semnificative în evoluția cadrului legislativ, cu deosebire prin intrarea în vigoare a Legii eficienței energetice nr. 121/2014, ale

cărei prevederi trebuiau transpuse în ordinul privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă, precum și pentru a oferi posibilitatea unui număr cât mai mare de participanți la piața de energie electrică să fie incluși în cadrul procesului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă și nu în ultimul rând pentru a putea realiza o analiză cât mai fundamentată a proiectelor pilot pentru a asigura implementarea pe bază de criterii obiective, s-a inițiat modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 91/2013. Astfel în luna decembrie 2014 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 145/2014.

Operatorii de distribuție concesionari au transmis la ANRE propuneri de realizare în anul 2015 a unor proiecte pilot, ale căror rezultate să ofere informațiile necesare stabilirii condițiilor și elementelor privind elaborarea calendarului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă, precum și a planului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă. ANRE a avizat 14 proiecte pilot în care sunt incluși un număr de 97787 clienți.

Beneficiile rezultate ca urmare a implementării unor sisteme de măsurare inteligentă se vor reflecta la clienții finali, prin posibilitatea managementului consumului de energie, ceea ce conduce la eficientizarea consumului și la economisirea de energie, acces la sisteme de tarife avansate, facilitarea procesului de schimbare a furnizorului, în contextul deschiderii pieței de energie electrică.

Gaze naturale

Având în vedere eliminarea prețurilor reglementate (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, s-a impus instituirea unui set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală.

În consecință, ANRE a adoptat *Ordinul 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 naturale*. Punerea la dispoziția clienților finali a unor mijloace de informare cât mai variate și la îndemână reprezintă o măsură esențială pentru a permite clienților finali să realizeze propriile evaluări și comparații între condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale ale furnizorului actual și condițiile comerciale oferite de alți furnizori de pe piața internă de gaze naturale, alegând astfel să încheie în cunoștință de cauză un contract de vânzare-cumpărare a gazelor naturale aferent furnizării în regim negociat.

În acest sens, ordinul prevede că, în etapa precontractuală, furnizorii au obligația de a pune la dispoziția clienților finali informații privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, atât prin mijloace proprii, cât și prin intermediul unei aplicații web interactive, care urmează să fie realizată și administrată de ANRE.

Pentru a da posibilitatea clientului final de a compara mai multe oferte, a fost instituită obligația furnizorului de a elabora oferte-tip pentru categoriile de clienți finali aflați în portofoliul propriu, care se încadrează în categoriile A1-A2 și B1-B4. Ofertele-tip sunt publicate de furnizor pe pagina proprie de internet și la punctul unic de contact, iar la cererea clientului final se pun la dispoziție și în formă tipărită sau în formă electronică, în mod gratuit. Totodată, pentru a putea fi comparate, a fost stabilit un set minim de informații, pe care trebuie să le conțină o ofertă-tip.

De asemenea, furnizorii de gaze naturale au obligația de a pune la dispoziția clientului final, în mod gratuit, o copie a contractului de vânzare-cumpărare a gazelor naturale, înainte de încheierea sau confirmarea încheierii acestuia.

În etapa contractuală, informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale sunt puse la dispoziția clienților finali prin intermediul contractului și prin intermediul facturilor și/sau a documentelor anexate acestora, având în vedere și dispozițiile referitoare la drepturile și obligațiile furnizorilor și clienților finali de gaze naturale din Legea nr. 127/2014 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Astfel, ordinul stabilește informațiile minime pe care furnizorul are obligația să le includă în contractul încheiat cu clientul final de gaze naturale, precum și obligația furnizorului de a notifica clientul final cu privire la orice intenție de modificare a condițiilor/clauzelor contractuale, inclusiv cu privire la orice majorare a prețului/tarifului practicat, și de a informa în momentul notificării cu privire la dreptul de a denunța contractul, în cazul în care clientul final nu acceptă noile condiții notificate.

În ceea ce privește informarea clienților finali prin intermediul facturilor și/sau a documentelor anexate, se urmărește ca aceștia să dispună de un minim de informații care să le permită evaluarea prețului final facturat, prin specificarea elementelor componente ale prețului, precum și înțelegerea modului de determinare a consumului facturat.

Pentru a oferi posibilitatea clienților finali de a-și ajusta propriul consum de gaze a fost introdusă obligația furnizorilor de a pune periodic, la dispoziția clienților finali (cel puțin o dată la 6 luni), informații cu privire la prețul și consumul lor efectiv de gaze naturale, comparații între consumul actual și consumul corespunzător aceleiași perioade a anului anterior și informații privind conceptul de eficiență energetică. Pentru a oferi tuturor clienților finali informații complete, corecte și precise privind consumul efectiv de gaze, este introdusă obligativitatea ca facturarea consumului de gaze naturale să fie efectuată de către furnizor pe baza consumului real, cel puțin o dată la 6 luni, în concordanță și cu prevederile Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică care stipulează că, până la 31 decembrie 2014, statele membre se asigură că informațiile cu privire la facturare sunt exacte și au la bază consumul real, facturarea fiind necesar a fi efectuată pe baza consumului real, cel puțin o dată pe an.

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. Calitatea activității de furnizare se evaluează în baza unor indicatori de performanță.

În anul 2014, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați – IPG, furnizorii au plătit penalități la 31 clienți casnici și 5 clienți noncasnici, în valoare totală de 7.445 lei.

Luând în considerare necesitatea încheierii, până la data de 1 ianuarie 2015, a contractelor de vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat de către clienții noncasnici, ANRE a aprobat *Ordinul nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate*.

Prin promovarea acestui ordin s-a urmărit, pe de o parte, informarea de către furnizori a clienților noncasnici din piața reglementată cu privire la etapele și implicațiile liberalizării pieței de gaze naturale pentru aceștia, prin intermediul unor notificări lunare în perioada noiembrie – decembrie 2014, iar pe de altă parte stabilirea regulilor privitoare la derularea

raporturilor contractuale în care sunt implicați clienții noncasnici, pe fondul trecerii acestora de pe piața reglementată pe piața concurențială, în scopul asigurării continuității în furnizarea gazelor naturale în perioada sezonului rece pentru acei clienți noncasnici care nu au încheiat până la momentul liberalizării un contract de vânzare-cumpărare aferent furnizării negociate.

Astfel, au fost stabilite măsurile de informare ce se impun în vederea liberalizării pieței interne a gazelor naturale la data de 1 ianuarie 2015, respectiv notificarea lunară a clienților noncasnici de pe piața reglementată de către furnizorii acestora, în perioada 1 noiembrie – 31 decembrie 2014, cu privire la încetarea aplicabilității prețurilor reglementate începând cu data de 1 ianuarie 2015 și necesitatea încheierii până la 31 decembrie 2014 a contractelor de vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat, oferta comercială propusă, precum și informații privind opțiunile clientului noncasnic în situația neacceptării ofertei propuse de furnizor.

Totodată, prin acest ordin a fost introdusă o perioadă de tranziție, în care, clienților noncasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate până la data de 31 decembrie 2014, li se va asigura furnizarea gazelor naturale în baza contractelor de furnizare a gazelor naturale în vigoare la această dată, cu excepția prevederilor privind prețul final reglementat. Prețul facturat acestora va fi prețul din oferta propusă de furnizor. Prin introducerea acestei perioade de tranziție s-a urmărit asigurarea continuității furnizării gazelor naturale în perioada sezonului rece pentru acei clienți noncasnici care nu au încheiat până la data de 1 ianuarie 2015 un contract de vânzare-cumpărare aferent furnizării negociate.

ANRE monitorizează îndeplinirea de către furnizori a obligațiilor de notificare către toți clienții noncasnici din piața reglementată, precum și datele referitoare la activitatea de furnizare desfășurată în perioada de tranziție.

În ceea ce privește clienții vulnerabili care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale, aceștia beneficiază de ajutor lunar pentru încălzirea locuinței pe perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru gaze naturale. Modalitatea de acordare a acestui ajutor este stabilită prin OUG nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, cu modificările și completările ulterioare, acesta fiind o măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată clienților vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Cuantumul ajutoarelor, precum și nivelul veniturilor se raportează la indicatorul social de referință – ISR.

2.5.2. Rezolvarea disputelor

Reclamații ale clienților finali

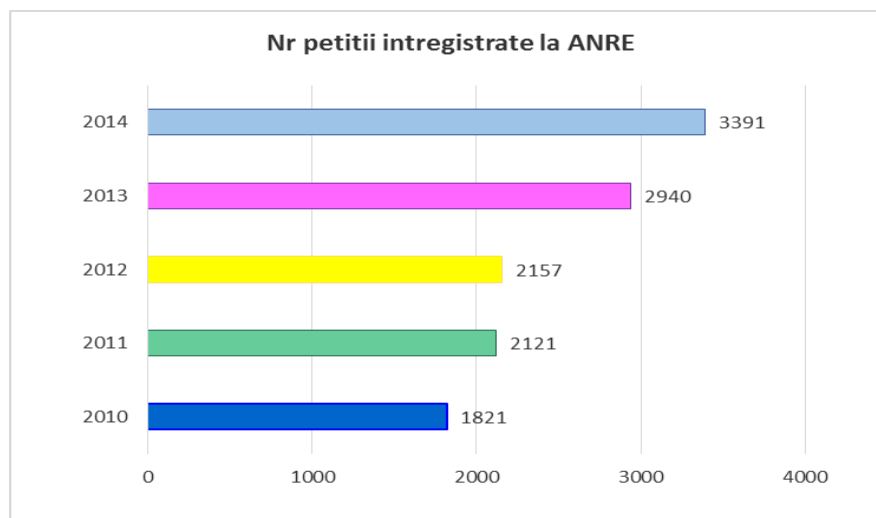
Obligațiile de gestionare a reclamațiilor clienților finali sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către clienții finali. Este obligatorie existența unui compartiment care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un client final care se consideră lezat de practicile titularului licenței. Se întocmește și se menține un registru de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către clienții finali, precum și a modului de soluționare a acestora. În anul 2014, titularii de licență de furnizare energie electrică au primit 244.460 petiții din partea clienților finali, iar titularii de licență de furnizare gaze naturale au primit 413.635 petiții.

În cazul în care clientul final nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE care, în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare, analizează și formulează răspunsuri cu privire la aspectele prezentate în petiții. Pentru petițiile care necesită verificări suplimentare se solicită acțiuni de control.

Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici se dovedesc îndreptățite, ANRE transmite acestora scrisori de atenționare prin care se stabilesc măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau sunt luate măsuri legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În cursul anului 2014, ANRE a înregistrat și soluționat un număr de **3391 petiții**, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectoarele energiei electrice și gazelor naturale.



Din totalul de 3391 petiții, 2539 au avut ca obiect sectorul energiei electrice și 852 sectorul gazelor naturale.

Un număr de 2626 petiții au fost transmise direct pe adresa ANRE, iar 765 petiții au fost redirecționate către ANRE prin intermediul altor instituții publice.

Energie electrică

În tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul energiei electrice:

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	689	27,1
2	Calitatea energiei electrice	359	14,1
3	Suspiciune sustragere de energie electrică	256	10,1
4	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	214	8,4
5	Solicitări informații cu caracter general	116	4,6

Prin **activitatea de control** desfășurată, reglementatorul urmărește realizarea unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, distribuție, furnizare, și utilizare a energiei electrice, inclusiv acelor implicați în proiectarea și realizarea instalațiilor și

echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități. În anul 2014 au fost realizate **803 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Gaze naturale

În cursul anului 2014, **852 de petiții** au avut ca obiect sectorul gazelor naturale. Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

În tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Lucrări instalații de utilizare, verificări, revizii	168	19,71
2	Contractare, facturare	140	16,43
3	Racordare la sistemul de distribuție	126	14,78
4	Acces la sistemul de distribuție	91	10,68
5	Furnizare, deconectare, sistare	47	5,51

ANRE a realizat **394 de controale în sectorul gazelor naturale** în cursul perioadei analizate. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Valoarea totală a amenzilor aplicate atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale a fost de 37.301.054,2 lei.

Rezolvarea disputelor

În cursul anului 2014, au fost soluționate un număr 6 cereri privind **neînțelegeri în sectorul energiei electrice** apărute la încheierea contractelor. Au fost aplicate prevederile *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin anexa la Ordinul ANRE nr.35/2013.

În sectorul gazelor naturale, ANRE a mediat o **neînțelegere precontractuală în sectorul gazelor naturale**, conform *Procedurii privind medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2013.

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 2014 au fost primite 2 cereri de soluționare a disputelor în sectorul energiei electrice și 3 cereri în sectorul gazelor naturale.

Disputele privind accesul la rețea au fost rezolvate majoritar prin răspunsurile formulate la sesizările primite, fără a fi necesară emiterea unor decizii în acest sens.

Posibilitatea de contestare a actelor administrative cu caracter individual sau normative ale reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori.

Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de către persoanele fizice sau juridice care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

Situația curentă a litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești:

Total: 430 cauze în derulare în anul 2014, din care 139 au fost finalizate în mod definitiv.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor de judecată, în anul 2014, în domeniul energiei electrice, al gazelor naturale și al eficienței energetice, în funcție de obiectul acestora, este prezentată mai jos:

- contencios administrativ - 105 de cauze;
- drept contravențional - 180 de cauze;
- insolvență - 54 de cauze;
- dreptul muncii - 10 de cauze;
- pretenții - 72 cauze;
- obligația de a face - 1 cauză;
- drept penal - 1 cauză;
- liberul acces la informații de interes public – 2;
- fond funciar – 1 cauză;
- acțiuni în constatare – 4 cauze;
- plângere carte funciară – 1 cauză.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2014, respectiv 139, 96% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE.

3. Piața energiei electrice

3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

3.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO).

În primul semestru al anului 2014, ANRE a monitorizat îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 90/2013 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO).

În paralel, ANRE a acționat în sprijinul organismelor relevante ale statului român în scopul modificării cadrului legislativ, care să permită separarea drepturilor de proprietate asupra C.N. Transelectrica - S.A. prin aplicarea articolului 9 alineatul (6) din directiva privind energia electrică, astfel încât să existe o separare efectivă între competențele autorităților statului. ANRE a comunicat principalelor instituții ale statului român cu atribuții în domeniu măsurile care se impun a fi adoptate de în vederea finalizării certificării operatorului de transport și de sistem, în termenul de 6 luni, prevăzute în ordin.

La data împlinirii termenului, cerințele stabilite în articolele 2 și 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013 erau parțial îndeplinite, având în vedere faptul că proiectul de lege privind aprobarea OUG nr. 6/2014 cu modificările și completările necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare era depus pentru aprobare, la plenul Camerei Deputaților (for decizional pentru acest proiect de lege), urmând ca după aprobare să fie promulgat de Președintele României și să intre în vigoare odată cu publicarea legii în Monitorul Oficial al României.

Proiectul de lege privind aprobarea OUG nr. 6/2014 a fost aprobat și a intrat în vigoare odată cu publicarea sa în Monitorul Oficial al României nr. 527/16.07.2014. Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, au fost îndeplinite în totalitate cerințele articolelor 2 și 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, care reprezintă condiții necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare a operatorului de transport și de sistem.

Ca urmare, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., prin emiterea Ordinul ANRE nr. 91/06.08.2014. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene, iar la data de 10.11.2014, potrivit prevederilor legii în vigoare la acea dată, ANRE a notificat Comisia Europeană cu privire la desemnarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de sistem independent.

În baza prevederilor OUG nr. 6/2014 entitatea publică care exercită, în numele statului, calitatea de acționar al Companiei este Secretariatul General al Guvernului, autoritatea contractantă privind concesionarea activelor rețelei electrice de transport și a terenurilor pe care aceasta este amplasată este Ministerul Finanțelor Publice.

Prin publicarea în data de 17 decembrie 2014 a OUG nr. 86/2014, drepturile și obligațiile ce decurg din calitatea de acționar al statului la C.N. Transelectrica S.A. se transferă de la Secretariatul General al Guvernului către Ministerul Economiei, Comerțului și Turismului.

CN Transelectrica SA administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de energie electrică între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Lungimea rețelelor electrice aeriene exploatate de CN Transelectrica SA este de aprox. 8775 km.

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA la data de 31.12.2014 este următoarea: 58,688 % – statul român, 28,41% - alți acționari persoane juridice, 6,92% - alți acționari persoane fizice, 5,98% - S.I.F Oltenia. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2014, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de **51** de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 deservesc peste 100.000 clienți fiecare. Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți nu au obligativitatea separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății în conformitate cu prevederile Directivei 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

Structura de proprietate a celor 8 operatori de distribuție care dețin mai mult de 100000 consumatori se prezintă astfel:

1. **SC CEZ Distribuție SA:** CEZ a.s. - deținătoare a 99,9999986019 % din capitalul social, CEZ POLAND DISTRIBUTION B.V. - deținătoare a 0,00000139810 % din capitalul social;
2. **SC Enel Distribuție Banat SA:** Enel Investment Holding B.V. - deținătoare a 51,004 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A. - deținătoare a 24,868 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținător a 24,128 % din acțiuni;
3. **SC Enel Distribuție Dobrogea SA:** Enel Investment Holding B.V.- deținătoare a 51,004 % din acțiuni, Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. - deținătoare a 24,903 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținător a 24,094 % din acțiuni;
4. **SC Enel Distribuție Muntenia SA:** Enel Investment Holding B.V – deținătoare a 64.43 % din acțiuni, Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. - deținătoare a 23.57 % din acțiuni, S.C. Fondul Proprietatea S.A. – deținător a 12 % din acțiuni;
5. **SC E.ON Moldova Distribuție SA:** E.ON Romania S.R.L. – deținătoare a 51 % din acțiuni; S.C. Electrica S.A. – deținătoare a 27 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. – deținător a 22 % din acțiuni;
6. **SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA,** au următoarea structură a acționariatului: S.C. Electrica S.A. – deține 78 % din acțiuni și Fondul Proprietatea S.A. - deține 22 % din acțiuni.

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

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

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

3.1.2. Funcționare tehnică

Piața de echilibrare

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe **Piața de Echilibrare (PE)**. Regulile de funcționare ale pieței de echilibrare au fost stabilite prin **Ordinul ANRE nr. 25/2004** privind aprobarea Codului comercial al pieței angro, cu modificările și completările ulterioare.

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

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

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

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

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

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

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

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

Prețul pentru excedent de energie se determină pentru fiecare interval de dispecerizare ca raport între veniturile rezultate în urma echilibrării sistemului și cantitatea de energie de

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

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

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

Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

Standardul de performanță pentru serviciul de transport a fost revizuit în cursul anului 2007, fiind aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007.

Principalul indicator de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice este **timpul mediu de întrerupere** – AIT (Average Interruption Time), care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică. Evoluția acestui indicator este prezentată mai jos:

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,43	1,19	0,86	1,79	0,82	3,10	1,06	1,53	0,35	0,82

De la 1 ianuarie 2008 se aplică **Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 28/2007. Standardul prevede obligația OD de a monitoriza continuitatea în alimentarea cu energie electrică, ceea ce presupune înregistrarea tuturor întreruperilor de lungă durată (orice întrerupere cu durata de peste 3 minute).

Monitorizarea continuității în alimentarea cu energie electrică se realizează prin calculul indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru fiecare nivel de tensiune, separat pentru mediul urban și rural.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – Indicele frecvența medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un consumator, reprezintă numărul mediu de întreruperi suportate de consumatorii alimentați (deserviți) de OD. Se calculează împărțind numărul total de consumatori întreruși peste 3 minute, la numărul total de consumatori deserviți.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – Indicele durata medie a întreruperilor în rețea (sistem) pentru un consumator, reprezintă timpul mediu de întrerupere a consumatorilor la nivel de OD (o medie ponderată). Indicatorul se calculează împărțind durata cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de consumatori alimentați (deserviți) de OD. Este un indicator de ordin superior.

În funcție de tipul întreruperii, indicatorii SAIFI și SAIDI sunt clasificați astfel:

- a. întreruperi planificate,
- b. întreruperi neplanificate cauzate de forța majoră,
- c. întreruperi neplanificate cauzate de utilizatori,
- d. întreruperi neplanificate, exclusiv cele cauzate de forța majoră și de utilizatori (datorate OD).

Cele mai importante sunt valorile indicatorilor pentru întreruperile planificate (a), respectiv pentru întreruperile neplanificate (d), datorate OD. De altfel, în mod normal, valorile indicatorilor pentru cauzele (b) și (c), care nu sunt datorate OD, sunt ne semnificative.

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2014 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Întreruperi planificate [intr./an]	SAIFI Întreruperi neplanificate datorate OD [intr./an]	SAIFI Întreruperi total [intr./an]
Urban	0,28	2,97	3,25
Rural	1,4	6	7,4
Valori medii pe țară	0,8	4,35	5,15

Zona de activitate	SAIDI Întreruperi planificate [min./an]	SAIDI Întreruperi neplanificate datorate OD [min./an]	SAIDI Întreruperi total [min./an]
Urban	86	184	270
Rural	403	574	977
Valori medii pe țară	230	361	591

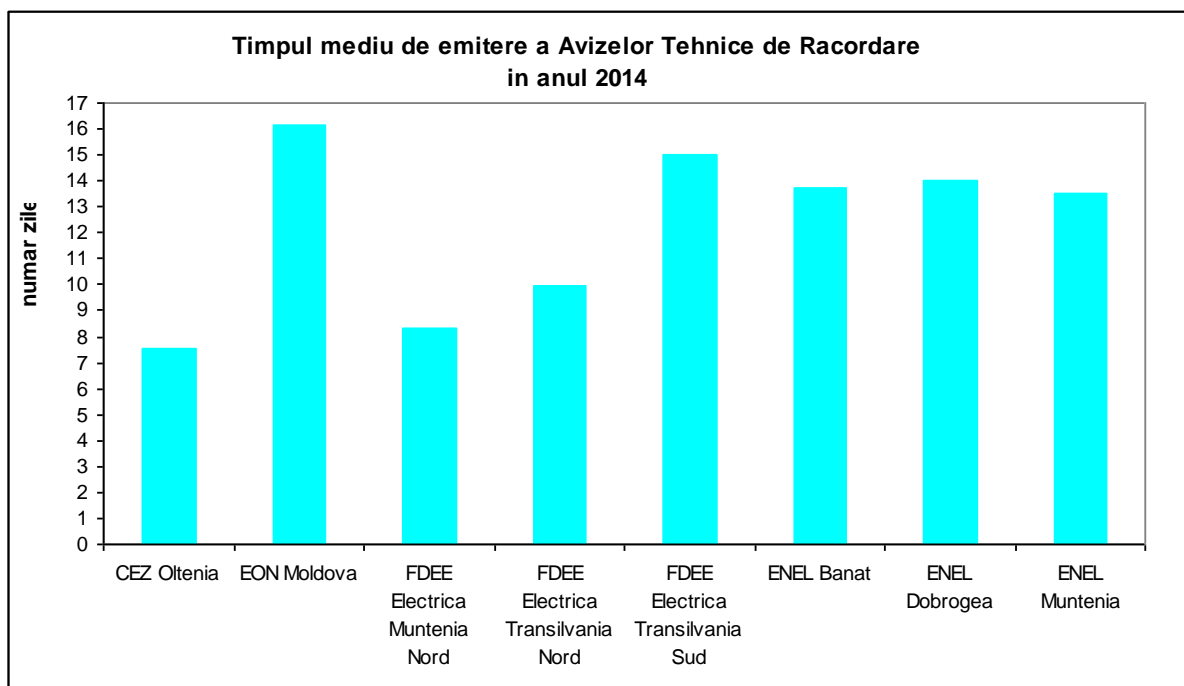
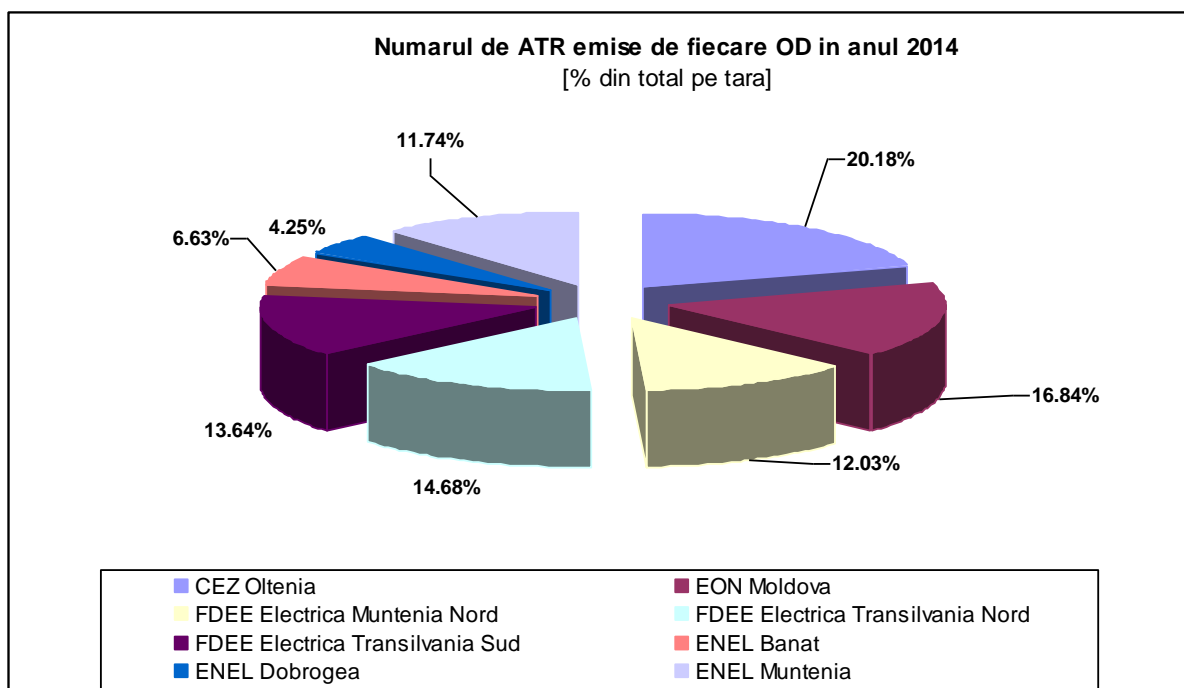
Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și modul de stabilire a tarifului de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare și prin *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare.

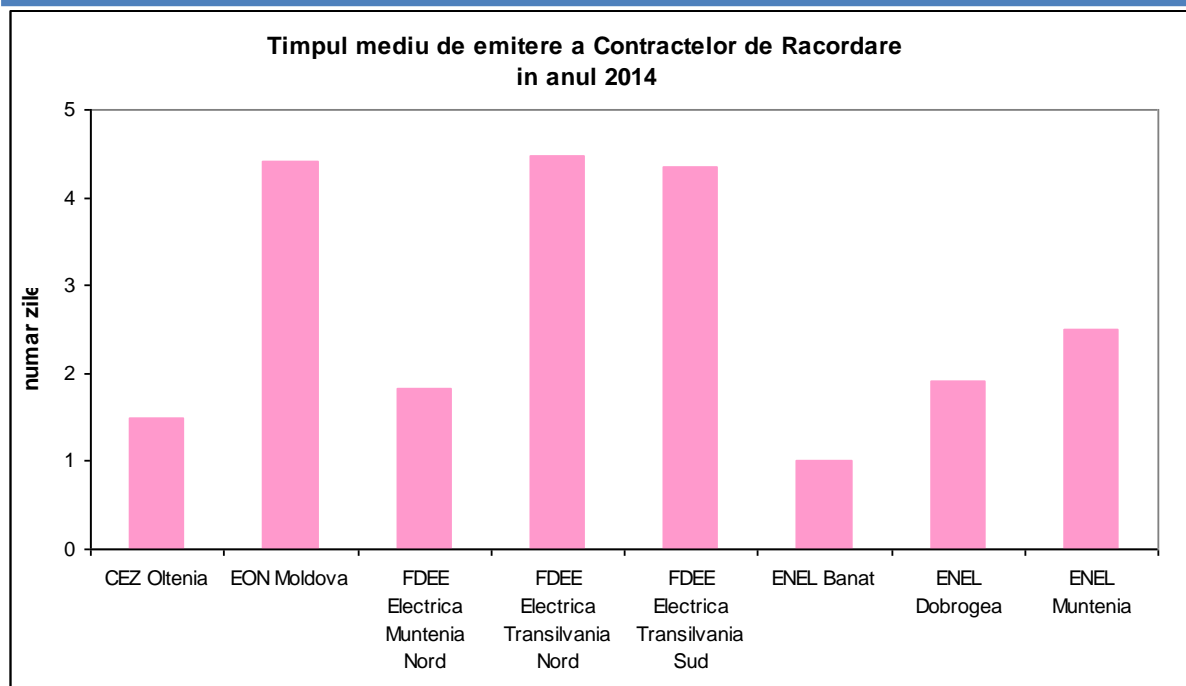
Tot prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție sunt monitorizați indicatori precum **timpul mediu de emiterie a avizelor tehnice de racordare sau timpul mediu de emiterie a contractelor de racordare**.

Timpul mediu de emiterie a avizelor tehnice de racordare în anul 2014 pentru România a fost de 12,28 zile, variind între 7,56 zile pentru CEZ Oltenia și 16,1 zile pentru E.ON Moldova. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de toți OD.

Timpul mediu de emiterie a contractelor de racordare a fost de 2,7 zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat, respectiv 5 zile pentru Electrica Transilvania Nord. Se menționează că

termenul standard de transmitere a ofertei de contract de racordare este de 10 zile calendaristice de la înregistrarea cererii (însoțită de documentația completă), timpul mediu încadrându-se în termenul legal pentru toți OD.





Prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013 (*Regulament*), care a intrat în vigoare în data de 18.12.2013, s-au introdus mai multe termene în procesul de racordare, obligatorii pentru operatorii de rețea, în scopul reducerii duratei procesului de racordare pentru utilizatori.

Monitorizarea măsurilor de salvagardare

Prevederile art. 37, par. (1), lit.t) din Directiva 72/2012/CE au fost transpuse în legislația națională în art. 9, alin. (4), lit. k) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

Prin Ordinul ANRE nr. 142/03.12.2014 a fost aprobat *Regulamentul privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului Energetic Național*. În conformitate cu prevederile art. 24 din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, operatorul de transport și de sistem – C.N. Transelectrica S.A. are obligația de a elabora și de a propune ANRE spre aprobare un set de reglementări tehnice și comerciale, care reprezintă măsurile de salvagardare ce trebuie luate în situații de criză în funcționarea SEN, în scopul remedierii acestora.

Regulamentul aprobat enumeră măsurile de salvagardare cu caracter tehnic și comercial și le descrie pe cele cu caracter tehnic. Aceste măsuri se aplică în situații previzibile de criză energetică, anticipate pe baza unor analize pe termen scurt și mediu de adecvanță a SEN.

Măsurile care se iau pentru prevenirea situațiilor de criză în funcționarea SEN și care nu afectează funcționarea pieței de energie electrică sunt următoarele:

- încărcarea grupurilor până la puterea maximă disponibilă (inclusiv pornirea grupurilor aflate în rezervă);
- creșterea puterii disponibile a SEN, prin punerea la dispoziție a unităților de producție aflate în reparatie (redarea în exploatare înainte de termen a grupurilor aflate în reparație) și/sau prin scoaterea din conservare a unităților de producție;

- reducerea consumului dispecerizabil declarat ca ofertă de încărcare pe piața de echilibrare;
- solicitarea de ajutor de avarie de la OTS vecini;
- trecerea la funcționarea în banda minimă de tensiune în rețeaua de distribuție.

Măsurile de salvagardare cu caracter tehnic și comercial pe care le aplică OTS în situații de criză în funcționarea SEN, după luarea măsurilor de prevenire precizate mai sus, sunt următoarele:

- creșterea rezervelor tehnologice de sistem din unitățile de producție care pot funcționa pe combustibil alternativ (ex. păcura), în vederea utilizării acestora, după caz;
- reducerea/anularea capacității disponibile de interconexiune (ATC) pe direcția export;
- reducerea/anularea schimburilor notificate pe direcția export;
- limitarea în tranșe a consumului de energie electrică, în condițiile stabilite prin hotărâre a Guvernului și în conformitate cu prevederile Normativului de limitări.

OTS are obligația de a întocmi și transmite la ANRE spre avizare procedura privitoare la elaborarea și aplicarea Normativului de limitări.

În anul 2014 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

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

Anul 2014 a înregistrat o creștere a puterii instalate brute de 3,4% comparativ cu anul 2013, datorată într-o proporție semnificativă (aprox. 90% din total) surselor regenerabile.

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

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

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

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

3.1.3. Tarife de rețea și racordare

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice au fost aprobate în anul 2014 pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 53/2013**, metodologie stimulative de tip venit plafon, care urmărește:

- o alocare echitabilă a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței în activitatea de transport peste țintele stabilite de autoritatea competentă, între operatorul de transport și de sistem și clienții serviciului de transport;
- cadrul pentru funcționarea eficientă a companiei de transport;
- prevenirea obținerii de către operatorul de transport și de sistem a oricăror avantaje posibile cauzate de poziția de monopol;
- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport;
- promovarea unor practici de mentenanță și exploatare eficiente;
- folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- îmbunătățirea continuă a calității serviciului de transport;
- viabilitatea financiară a companiei de transport.

În anul 2014 au fost prognozate veniturile reglementate anuale aferente serviciului de transport pentru perioada 1 iulie 2014- 30 iunie 2015 pe baza prognozei de costuri considerate justificate, precum și pe baza programelor de investiții anuale propuse de operator și acceptate de ANRE. Veniturile au fost liniarizate astfel încât să fie asigurat un trend al evoluției tarifelor anuale uniform și previzibil, cu încadrarea într-o limită maximă de variație, stabilită prin metodologie la 7 % pentru tariful mediu și la 10 % pentru tarifele zonale. Anual, vor fi aplicate corecții ale venitului reglementat, în sensul asigurării cel mult a venitului limită prognozat (revenue cap). Operatorul de transport are obligația de a reduce anumite costuri în cazul reducerii cantității de energie electrică transportată.

Au fost stabilite mecanismele de stimulare a eficienței serviciului de transport al energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețeaua electrică de transport, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului pentru perioada a treia de reglementare.

Tariful de transport este în prezent de tip monom și are două componente – de introducere a energiei în rețele și de extragere a energiei electrice din rețele. Componentele tarifului de transport sunt diferite pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, exprimat prin costul marginal nodal al transportului.

La proiectarea costurilor/veniturilor aferente fiecărui an al perioadei de reglementare, s-au aplicat prevederile metodologice privind:

- definirea mecanismului de stimulare a reducerii prețului de achiziție a consumului propriu tehnologic cu posibilitatea reținerii unei cote din câștigul valoric de eficiență rezultat;
- stabilirea condițiilor privind durata normală reglementată de viață a mijloacelor fixe rezultate din investiții și a condițiilor de recunoaștere în baza reglementată a activelor a investițiilor realizate suplimentar față de planul de investiții aprobat;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și din Regulamentul (UE) nr. 838/2010, potrivit cărora veniturile și costurile rezultate din aplicarea mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem precum și tariful reglementat de tranzit se determină de rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică - ENTSO-E și nu de ANRE;

- includerea prevederilor din Regulamentul (UE) nr. 347/2013, potrivit cărora proiectele de interes european constituie o categoria aparte din cadrul investițiilor esențiale, a căror sursă de finanțare o constituie veniturile din alocarea capacității de interconexiune, respectiv alte fonduri europene;
- includerea prevederilor din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, potrivit cărora veniturile realizate de operatorul de transport și de sistem din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune se utilizează pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețeaua de transport și, în special investiții în noi capacitati de interconexiune.

Activitatea desfășurată de operatorul de transport și de sistem este monitorizată de ANRE în conformitate cu prevederile *Ghidului de completare a machetelor de monitorizare a activității operatorului de transport și de sistem*, aprobat prin Decizia ANRE nr. 1769/2006.

OTS furnizează participanților la piață informații privind tariful mediu de transport, tarifele zonale de introducere și extragere a energiei electrice în/din rețeaua de transport, reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice practice începând cu 1 ianuarie 2014 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de transport și de sistem, au fost aprobate prin Ordinul ANRE nr. 96/2013, după cum urmează:

- tariful mediu de transport – 22,16 lei/MWh;
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (TG) - 10,16 lei/MWh, cu o variație între 5,98 și 12,32 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție;
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (TL) - 12,00 lei/MWh, cu o variație între 9,49 și 13,84 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere.

Prin **Ordinul ANRE nr. 51/2014** au fost aprobate tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice, practice începând cu data de 1 iulie 2014 de C.N. Transelectrica S.A. , după cum urmează:

- tariful mediu de transport – 22,50 lei/MWh;
- tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (T_G) - 10,30 lei/MWh, cu o variație între 6,04 și 12,32 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție,
- tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (T_L) - 12,20 lei/MWh, cu o variație între 9,63 și 14,05 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere.

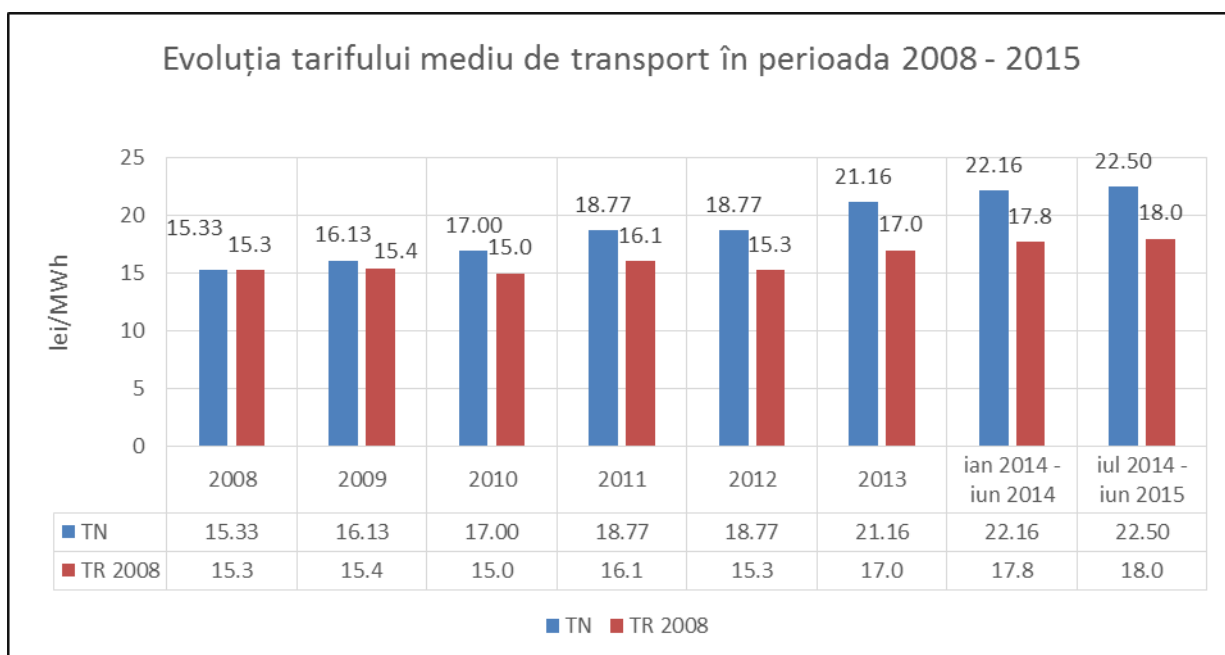
Creșterea cu 0,34 lei/MWh, respectiv cu 1,5 %, a tarifului mediu de transport, începând cu 1 iulie 2014, față de tariful aprobat pentru primul semestru al anului 2014, s-a datorat în principal programului de investiții propus de operatorul de transport și de sistem pentru cea de-a treia perioadă de reglementare, cu cca. 15 % mai mare față de programul perioadei anterioare, dar și includerii în costul reglementat al serviciului de transport a două taxe suplimentare: impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, instituit prin *OG nr. 5/2013 privind stabilirea unor măsuri speciale de impozitare a activităților cu caracter de monopol natural din sectorul energiei electrice și a gazului natural*, precum și impozitului pe construcții speciale, instituit prin *OUG nr. 102 din 2013*.

Astfel, quantumul acestor impozite a fost în anul 2013 de cca. 8.000.000 lei (numai impozitul pe monopolul natural), ceea ce în tariful de transport reprezintă cca. 0,7%, iar în anul 2014 de cca. 23.800.000 lei, ceea ce în tariful de transport reprezintă cca. 2 %.

Tarifele zonale de transport au înregistrat creșteri de până la 4 %. Trebuie evidențiat că alocarea pe noduri a costurilor serviciului de transport, a avut în vedere zona suplimentară de

introducere a energiei electrice în rețelele electrice, delimitată de nodurile rețelei electrice de transport (RET) create de stațiile electrice 400/110 kV Rahman, Stupina și Tariverde, la care sunt racordate centrale electrice eoliene. În acest mod, costurile suplimentare induse de integrarea în RET a centralelor eoliene au fost transferate în sarcina acestora. Creșterea circulațiilor de putere în RET ca urmare a integrării semnificative în SEN a centralelor din surse regenerabile, amplasate preponderent în anumite zone ale țării, zone excedentare din punct de vedere al producției de energie electrică, a condus la creșterea consumului propriu tehnologic în RET.

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2014, și în anul tarifar 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015 se prezintă în figura următoare, în termeni nominali (TN) precum și în termeni reali 2008 (TR 2008).



Tarifele de distribuție sunt de tip monom (lei/MWh), fiind diferențiate pe trei niveluri de tensiune: înaltă tensiune (110 kV), medie tensiune, joasă tensiune, și pe operatori de distribuție. Tarifele de distribuție sunt aprobate de reglementator pentru fiecare operator de distribuție. Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice se calculează conform unei metode de tip „coș de tarife plafon”. În baza acestei metode de reglementare perioadele de reglementare sunt de 5 ani, cu excepția primei perioade care a fost de 3 ani (2005-2007).

Prin **Ordinul ANRE nr. 72/2013**, a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* care se aplică începând cu 1 ianuarie 2014 la determinarea tarifelor reglementate în perioada a treia de reglementare (2014-2018).

Aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă asigură:

- alocare echitabilă a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței peste țintele stabilite de ANRE, între operatorul de distribuție și beneficiarii serviciului de distribuție;
- viabilitatea financiară a societăților de distribuție;
- funcționarea efectivă și eficientă a societăților de distribuție;
- prevenirea abuzului de poziție dominantă a operatorului de distribuție;
- promovarea investițiilor eficiente în rețeaua de distribuție a energiei electrice;

- promovarea unor practici eficiente de exploatare și mentenanță a rețelei de distribuție a energiei electrice;
- folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- operarea în condiții de siguranță a rețelei de distribuție;
- îmbunătățirea calității serviciului de distribuție;
- abordare transparentă privind procesul de reglementare.

În conformitate cu prevederile acestei Metodologii, veniturile reglementate anuale aferente serviciului de distribuție sunt prognozate pentru întreaga perioadă de reglementare (2014-2018) pe baza costurilor cu prestarea serviciului considerate justificate, precum și pe baza programelor de investiții anuale propuse de operatori și acceptate de ANRE; tarifele specifice prognozate pe baza veniturilor și a energiei electrice distribuite prognozate sunt liniarizate astfel încât să fie asigurat un trend uniform și previzibil al tarifelor anuale, cu încadrarea într-o limită maximă de variație, stabilită de Metodologie la 10 % pentru fiecare dintre tarifele specifice de distribuție și 7 % pentru tariful mediu ponderat. Anual se aplică corecții ale venitului reglementat, astfel încât să nu fie depășite tarifele limită (price cap).

Metodologia conține mecanisme de stimulare a eficienței serviciului de distribuție a energiei electrice prin promovarea investițiilor eficiente în rețea, reducerea consumului propriu tehnologic, reducerea costurilor de operare și mentenanță și creșterea calității serviciului.

În cursul anului 2014, metodologia menționată a fost modificată și completată prin **Ordinul ANRE nr. 112/2014**. Modificarea *Metodologiei* a fost necesară pentru asigurarea unui cadru legislativ care să permită reproiectarea tarifelor de distribuție, în contextul apariției unor situații excepționale. O astfel de situație a fost considerată a fi privatizarea S.C. Electrica S.A., în urma căreia această societate dispune de surse de finanțare pentru realizarea de către cei trei operatori de distribuție concesionari S.C. Electrica Distribuție Muntenia Nord S.A., S.C. Electrica Distribuție Transilvania Nord S.A. și S.C. Electrica Distribuție Transilvania Sud S.A., a unui program de investiții mai ambițios decât cel angajat în anul 2013. În esență, principalele modificări ale metodologiei au avut în vedere:

- modificarea mecanismului de acordare a câștigului de eficiență prin diminuarea CPT condiționat de reducerea progresivă a acestuia pe toate nivelurile de tensiune față de ținta aprobată, constatată la sfârșitul perioadei de reglementare;
- renunțarea la actualizarea cu rata inflației, a valorii bazei reglementate a activelor;
- încadrarea în categoria investițiilor a cheltuielilor aferente înlocuirii unor părți componente ale mijloacelor fixe care au ca rezultat îmbunătățirea parametrilor tehnici sau sunt indispensabile la intervale regulate, pentru a asigura continuarea exploatării mijloacelor fixe respective la parametrii normali, pentru care se aplică o rată reglementată a rentabilității redusă cu 3 puncte procentuale față de rata reglementată a rentabilității aplicată la investițiile noi;
- renunțarea la majorarea cu 0,5 puncte procentuale a ratei reglementate a rentabilității (RRR) care se aplică investițiilor în sisteme de măsurare inteligentă, deoarece implementarea contorizării eficiente conduce la obținerea de beneficii economice de către operatori;
- a fost inclusă posibilitatea de revizuire a RRR începând cu al doilea an al unei perioade de reglementare, având în vedere evoluția valorilor parametrilor luați în considerare la determinarea acesteia, în scopul punerii acestui parametru în concordanță cu realitatea din cadrul economiei naționale și internaționale și cu modificările apărute în ceea ce privește valoarea parametrilor considerați la fundamentarea RRR.

Modificările aduse prevederilor metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 au avut în vedere completarea și detalierea celor trei mecanisme de stimulare a creșterii eficienței

activității operatorilor de distribuție, prin realizarea de investiții eficiente în rețele, reducerea pierderilor în rețele și reducerea costurilor de operare/mentenanță controlabile. Se apreciază că aceste modificări vor avea un impact pozitiv atât asupra activității acestor operatori, cât și asupra clienților finali, prin crearea cadrului de reglementare care face posibilă reducerea tarifelor reglementate de distribuție în cazul în care operatorii nu depun eforturile necesare îndeplinirii ȳintelor de eficientizare a activității acestora.

În conformitate cu prevederile art. 68 alin. (4) din Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 112/2014, pentru evitarea recunoașterii în cadrul structurii tarifelor reglementate de distribuție a unor costuri de capital excesive, începând cu cel de-al doilea an al perioadei de reglementare, ANRE are dreptul să revizuiască valoarea RRR în funcție de evoluția parametrilor luați în considerare la determinarea acesteia.

Având în vedere această prevedere metodologică, prin Ordinul ANRE nr. 146/2014, a fost aprobată rata reglementată a rentabilității aplicată la aprobarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari. Astfel, începând cu data de 1 ianuarie 2015, rata reglementată a rentabilității (RRR), exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, aplicată la stabilirea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari este de 7,7 %.

Modificarea RRR conduce la diminuarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice cu aprox. 2-3 % anual începând cu anul 2015 până la finalul perioadei de reglementare 2014-2018, cu riscul reducerii efortului investițional având consecințe asupra gradului de realizare a programelor de investiții asumate inițial în sensul diminuării acestuia.

Totuși, în eventualitatea reducerii valorii investițiilor anuale realizate în raport cu cele prognozate angajate, vor exista corecții negative mari atât la momentul efectuării corecțiilor anuale cât și la momentul efectuării corecțiilor aferente închiderii perioadei de reglementare.

Activitatea desfășurată de operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice este monitorizată de ANRE lunar, conform Deciziei ANRE nr. 1713 din 23.07.2014 pentru aprobarea machetelor de monitorizare a activității operatorilor de distribuție concesionari și a ghidului de completare a acestora.

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari, în anul 2014, au fost aprobate prin Ordinele ANRE nr. 98 până la 105 din 2013.

Tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2014 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 21,55 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 42,67 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 134,78 lei/MWh.

Aceste tarife au fost determinate prin realizarea corecțiilor de închidere a perioadei a doua de reglementare 2008-2012, inclusiv a anului 2013, care a reprezentat un an intermediar între perioada a doua și a treia de reglementare.

La determinarea corecțiilor menționate, ANRE a analizat costurile justificate ale operatorilor de distribuție, dar și rezultatele mecanismelor de stimulare a creșterii eficienței serviciului precum evoluția costurilor de operare-mentenanță, evoluția costurilor cu pierderile proprii

tehnologice și evoluția indicatorilor de performanță ai serviciului, având în vedere investițiile semnificative în rețelele electrice realizate de operatori în perioada 2008-2013. Mai mult, au fost deschise acțiuni de control la operatorii de distribuție, cu scopul analizării justeții costurilor raportate de aceștia, în special a celor cu serviciile externalizate, prestate de terți. De asemenea, corecțiile au inclus redistribuirea către clienții serviciului a 50 % din profiturile brute obținute de operatorii de distribuție concesionari din energia reactivă și din alte activități, având în vedere că pentru aceste activități se utilizează baza activelor reglementate care se remunerează prin tariful de distribuție, dar care nu a fost alocată între serviciul de distribuție și alte activități.

La sfârșitul anului 2014 au fost aprobate, **prin Ordinele ANRE nr. 149 până la 156 din 2014**, tarifele specifice **pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2015**. 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, completate și modificate prin Ordinul ANRE nr. 112/2014, precum și s-a avut în vedere valoarea ratei reglementate a rentabilității aprobată prin Ordinul ANRE nr. 146/2014. Au fost determinate și aplicate corecțiile de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2013, precum și cele care au rezultat din datele estimate a fi realizate în anul 2014. De asemenea, au fost aplicate corecțiile rezultate din modificarea unor prevederi metodologice, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 112/2014.

Corecțiile totale aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, cele de închidere a perioadei a doua de reglementare precum și cele anuale, aferente anului 2014, se prezintă în tabelul următor:

Operator	Corectii 2013	Corectie 2014	Total corectii
Enel Distributie Muntenia	-56.253.937	11.114.625	-45.139.312
Enel Dobrogea Banat	-39.454.506	138.809	-39.315.697
Enel Distributie Dobrogea	-28.868.542	2.473.694	-26.394.848
CEZ Distributie	29.990.513	-1.670.701	28.319.812
E.ON Distributie Romania	-66.994.226	-15.209.477	-82.203.703
Electrica Distributie Muntenia Nord	-88.333.527	-14.731.852	-103.065.378
Electrica Distributie Transilvania Nord	-36.730.470	-11.693.703	-48.424.174
Electrica Distributie Transilvania Sud	-18.303.244	-15.342.309	-33.645.553

Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2015 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 21,71 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 42,60 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 132,85 lei/MWh.

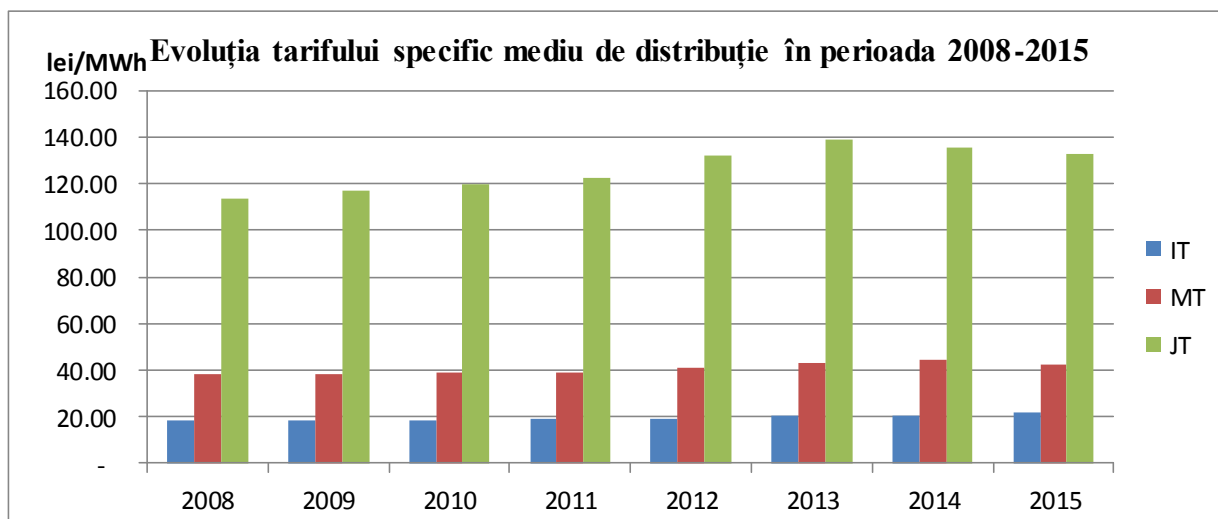
Se constată că tarifele medii au rămas cvasiconstante (variație de + 0,7 % la înaltă tensiune, - 0,1 % la medie tensiune, - 1,4 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici).

Tariful mediu pe țară rezultat de 122,86 lei/MWh a înregistrat o scădere de cca 0,4 % față de tariful mediu pe țară din anul 2013, de 123,38 lei/MWh.

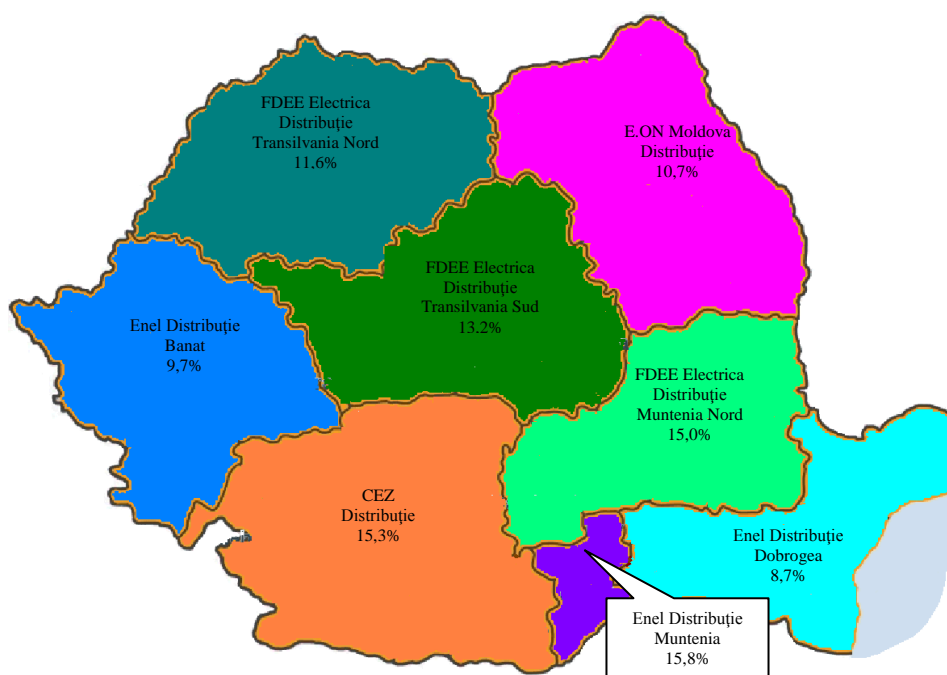
Trebuie remarcat faptul că impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, precum și impozitul pe construcții speciale aplicat în anii 2013 și 2014 au avut un impact important asupra tarifelor de distribuție, ca și asupra tarifului de transport al energiei electrice.

Astfel, la nivelul țării, cuantumul acestor impozite a fost în 2013 de cca. 28.000.000 lei, ceea ce în tariful mediu de distribuție reprezintă cca. 0,6%, iar în anul 2014 de cca. 186.000.000 lei, ceea ce în tariful mediu de distribuție reprezintă cca. 4 %.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii specifice de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2015:



În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice distribuite în anul 2014 (cca. 40,5 TWh).



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 au fost determinate în anul 2014 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. 21/2013**.

Metodologia prevede stabilirea tarifelor prin metoda “cost+”, adică pe baza costurilor justificate cu prestarea serviciului și a unei cote reglementate de profit de maxim 5 %.

În cursul anului 2014, au fost aprobate un număr de 11 decizii privind aprobarea tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari.

Tarife de racordare

Ordinul ANRE nr. 141/2014 aprobă tarifele pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public, stabilite 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 anume componentele tarifului de racordare:

T_R - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare, stabilită 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.

T_U - 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.

T_I – 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 pentru calculul componentei T_I , corespunzătoare elementelor componente ale unei rețele electrice de interes public.

Anterior intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 141/2014, pentru calculul componentelor T_R și T_U , operatorii de rețea aplicau tarifele și indicii specifici aprobați prin Ordinul ANRE nr. 15/2004, mult depășit de situația prezentă. În acest context, valorile aprobate ale componentei T_R , sunt majorate față de cele aplicare anterior, în limita indicelui cumulat de creștere al prețurilor de consum aferent perioadei 2004 - 2014 (63,97%), în timp ce indicii specifici corespunzători deschiderilor suplimentare ale bransamentelor aeriene, care sunt calculați pe baza schemelor standard ce cuprind montarea unui stâlp intermediar și indicii specifici corespunzători creșterii lungimii cu 1 m, față de lungimea de 20 m a bransamentelor subterane standard, au o creștere mai mare, între 80 % și 141 %, având în vedere saltul tehnologic din acest interval de timp.

Valorile aprobate ale componentei T_U , sunt majorate față de valorile anterioare, dar nu mai mult decât indicele cumulat de creștere al prețurilor de consum aferent perioadei 2004 - 2014 (63,97%).

3.1.4. Aspecte transfrontaliere

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine, în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică s-a desfășurat bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare pentru licitațiile pe termen mediu și lung (anuale și lunare) pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

În cazul licitațiilor pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), situația a suferit unele modificări față de anii anteriori. Astfel, începând cu 19 noiembrie 2014, alocarea zilnică a capacității de interconexiune pe granița cu Ungaria s-a realizat utilizând metoda implicită, ca urmare a aderării României la proiectul de funcționare a PZU în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria (denumit 4M MC).

O altă modificare a situației anterioare a fost pe granița cu Bulgaria, cu privire la licitațiile intrazilnice: C.N. Transelectrica S.A. a fost informată oficial în luna noiembrie 2014 de OTS din Bulgaria (ESO-EAD) asupra faptului că regulile de piață din Bulgaria nu mai permit efectuarea de schimburi transfrontaliere intrazilnice, deoarece modificarea schimburilor notificate nu mai este permisă după ora 15:30 CET în ziua D-1 pentru ziua D.

Pe granița cu Serbia alocarea capacității de interconexiune la licitațiile pe termen scurt s-a desfășurat în continuare bilateral coordonat, prin licitații explicite, pentru 100% din capacitatea de alocare, pe perioada întregului an.

Pe perioada cât au funcționat, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, licitațiile zilnice și intra-zilnice au fost organizate de C.N. Transelectrica SA, în timp ce licitațiile pe termen lung, de către OTS-urile țărilor vecine, ESO-EAD respectiv MAVIR. Pe granița cu Serbia, C.N. Transelectrica S.A. a organizat licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice, în timp ce EMS (OTS-ul din Serbia) s-a ocupat de licitațiile zilnice.

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

Utilizarea capacității obținute prin licitație pe granițele cu Ucraina și Moldova este condiționată de acordul scris al OTS din Ucraina, respectiv al operatorului de distribuție din zona în care se realizează insula de consum pentru Moldova.

Din datele publicate pe site-ul www.transelectrica.ro și comunicate de C.N. Transelectrica S.A. în rapoartele lunare de monitorizarea piețelor de energie electrică administrate reiese faptul că la licitația organizată în vederea alocării anuale a capacității de interconexiune prețurile rezultate nu au depășit 2 euro/h*MW pe niciuna dintre granițe și direcții, valorile maxime de 1,56 euro/h*MW și respectiv 1,51 euro/h*MW fiind obținute pe granița cu Bulgaria direcțiile import respectiv export.

Prețurile stabilite în urma organizării licitațiilor lunare s-au situat într-un domeniu larg, cu valori maxime apropiindu-se de 8 euro/h*MW și corespunzând direcției de export pe cele 3 granițe; valorile au fost, totuși, mai reduse decât cele de la licitațiile zilnice. Numărul maxim de participanți-ofertanți s-a înregistrat pe granița cu Ungaria direcția export (între 20 și 29 participanți), urmată de Ungaria import (între 13 și 18 participanți).

Prețurile stabilite la licitațiile zilnice organizate de-a lungul anului au variat foarte mult în funcție de graniță, direcție și interval orar supus licitației. Prețurile orare maxime s-au atins pe granițele cu Ungaria, Serbia și Bulgaria direcția export, în fiecare lună existând cel puțin un interval orar cu prețuri peste 10 euro/h*MW. Prețul orar maxim din an pentru exportul pe granița cu Ungaria a fost de 30,10 euro/h*MW (luna iunie), pe granița cu Bulgaria de 25 euro/h*MW (luna septembrie) și pe cea cu Serbia de 35,5 euro/h*MW (luna octombrie).

Începând cu data de 20 noiembrie, alocarea zilnică a capacității pe granița cu Ungaria pe ambele direcții se face numai implicit, în urma demarării stabilirii 4M MC. Pentru perioada din noiembrie 2014 pentru care a funcționat mecanismul de cuplare, prețul maxim de congestie a fost de 13,50 euro/MWh, în timp ce prețul mediu a fost de 4,1 euro/MWh, iar pentru luna decembrie 2014, perioadă în care s-a realizat numai alocare implicită, prețul maxim de congestie pe sensul de export a fost de 37,31 euro/MWh, cu un preț mediu de 7,9 euro/MWh.

Contractele de export ale furnizorilor, determinate, cel mai probabil, de achiziția de energie electrică realizată pe PCCB de la producătorii din surse regenerabile la prețuri relativ mici (80-90% din PIP pe PZU sau chiar mai scăzute) au fost încheiate pe termen lung (capacitate alocată la licitațiile anuală și lunare). În aceste condiții, notificarea exportului pe contracte a avut ca efect majorarea capacității de import dinspre Ungaria spre România, prin mecanismul de netting, cu valoarea aferentă schimburilor notificate înainte de PZU, ceea ce a condus la discrepanțe între valorile ATC disponibile pentru alocarea implicită pe cele două sensuri (dintre România spre Ungaria și dinspre Ungaria spre România).

La nivelul anului 2014, cele mai mari valori medii anuale ale gradului de utilizare a capacității totale alocate în urma licitațiilor (calculat ca raport dintre energia aferentă schimburilor comerciale notificate și energia corespunzătoare capacității totale alocate către toți participanții) s-au înregistrat la export pe granițele cu Serbia (78,88%), Ungaria (75,50%) și Bulgaria (51,20%). Începând cu luna iulie 2014, procentele lunare de utilizare au depășit valoarea de 87% pe toate cele 3 granițe la export.

**Interconexiuni transfrontaliere (utilizare
capacitate totală alocată %)**

Graniță	Direcție	2014 [%]	2013 [%]	2012 [%]
Ungaria	export	75,50	30,28	18,02
	import	16,02	17,28	22,20
Bulgaria	export	51,20	45,46	8,63
	import	18,04	25,88	44,10
Serbia	export	78,88	25,39	50,69
	import	7,26	17,16	2,67
Ucraina	export	0,00	0,00	0,00
	import	14,61	7,55	41,38
Moldova	export	0,00	0,00	0,00
	import	0,00	7,43	44,86

Valorile prezentate în tabel reprezintă medii anuale calculate ca medii aritmetice simple ale valorilor lunare medii

Sursă: C.N.Transelectrica S.A.

Peste 94% din veniturile obținute de C.N. Transelectrica S.A. în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari provenind din licitațiile pentru alocarea capacității pe direcția export pe granițele cu Ungaria și Serbia, urmate de veniturile din alocarea pe granița cu Bulgaria, în ambele sensuri. Deși în urma organizării licitațiilor zilnice pe unele intervale orare au rezultat prețuri semnificative, veniturile obținute de C.N. Transelectrica S.A. au reprezentat doar cca. 5,8% din totalul veniturilor de pe această piață. Deși neînsemnate valoric față de totalul veniturilor obținute din procesul de alocare a capacității, în lunile mai, iunie și iulie 2014 s-au înregistrat venituri și din licitațiile intrazilnice.

Raportarea veniturilor provenite din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2014-30 iunie 2015 ale operatorului de transport și de sistem se realizează în conformitate cu prevederile punctului 6.5 al Anexei 1 – Linii directoare privind gestionarea și alocarea capacității de transfer disponibile a interconexiunilor dintre sistemele naționale, a Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

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

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

În fiecare an, C.N. Transelectrica S.A. transmite ANRE o analiza a valorii veniturilor obținute prin licitații. Tabelul următor prezintă veniturile obținute din licitațiile organizate pentru alocarea capacităților de interconexiune pe granițe în perioada 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015.

Lei													
Interconexiunea	iul.14	aug.14	sep.14	oct.14	nov.14	dec.14	ian.15	feb.15	mar.15	apr.15	mai.15	iun.15	Total
Romania - Serbia*	2.708.397	2.735.904	2.305.409	6.260.261	4.042.211	2.689.400	3.446.799	2.259.245	1.842.724	4.549.162	2.727.929	2.650.705	38.218.145
Serbia - Romania*	19.968	19.627	18.950	21.094	19.062	26.278	2.443	2.539	1.711	1.933	14.275	23.667	171.548
Romania - Bulgaria*	675.607	1.025.032	952.219	1.158.368	491.743	525.732	603.132	638.088	1.326.204	909.077	990.651	999.351	10.295.204
Bulgaria - Romania*	282.051	294.364	265.557	440.189	378.841	353.269	358.233	206.592	185.573	155.327	155.189	311.830	3.387.016
Romania - Ungaria*	3.153.506	2.994.397	3.416.591	6.197.732	6.026.886	3.612.595	3.880.260	3.199.837	3.815.867	5.909.607	3.370.929	3.848.259	49.426.460
Ungaria - Romania*	62.768	57.215	72.528	79.323	114.504	457.332	30.017	253.995	126.565	28.703	264.018	750.978	2.297.946
Romania - Ucraina	3.303	3.270	2.947	1.388	3.179	3.281	37.888	34.222	40.997	14.293	16.443	0	161.210
Ucraina - Romania	26.714	68.965	52.050	6.939	26.982	72.399	41.984	117.549	91.198	56.560	81.414	36.515	679.269
Romania - Moldova	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Moldova - Romania	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	6.932.314	7.198.773	7.086.251	14.165.294	11.103.409	7.740.287	8.400.756	6.712.066	7.430.839	11.624.663	7.620.841	8.621.305	104.636.798
Export	6.540.813	6.758.603	6.677.166	13.617.749	10.564.020	6.831.009	7.968.079	6.131.391	7.025.792	11.382.139	7.105.945	7.498.315	98.101.020
Import	391.501	440.170	409.085	547.546	539.389	909.278	432.677	580.675	405.048	242.524	514.896	1.122.990	6.535.778

Analiza veniturilor indică faptul că 94 % din venituri provin din licitații ale capacității pentru export și doar 6 % pentru importuri. Analiza pe graniță indică faptul că 49 % din venituri provin din capacitatea alocată între România și Ungaria, 37 % din licitații între România și Serbia, 13 % din licitații între România și Bulgaria. Doar 1 % din venituri provin din licitații de capacitate între România și Ucraina.

În perioada cuprinsă între 1 iulie 2014 și 30 iunie 2015, C.N. Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 104,6 milioane lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4,436 lei/euro, suma de 23,6 milioane euro.

La stabilirea tarifului pentru serviciul de transport începând cu 1 iulie 2015, ANRE a stabilit, în conformitate cu prevederile Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ca din veniturile realizate de operatorul de transport și de sistem din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2014 – 30 iunie 2015 să fie acoperite costuri înregistrate în aceeași perioadă cu comerțul transfrontalier în valoare de 17,7 milioane lei. Diferența a rămas la dispoziția Transelectrica într-un cont dedicat, în vederea utilizării lui pentru investiții în noi interconexiuni.

C.N. Transelectrica S.A. a raportat în perioada analizată următoarele cheltuieli pentru realizarea de investiții finanțate din veniturile realizate din alocarea capacității de interconexiune:

Denumire proiect	Plati 2013 [lei]	Plati 2014 [lei]	Plati sem. I 2015 [lei]	TOTAL PLATI 2013-2015 [lei (fara TVA)]	Observatii
LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia)	356.936	4.018.228	4.934.187	9.309.352	In anii 2009-2013 s-a derulat faza de proiectare. Inceperea executiei este conditionata de emiterea HG de aprobare indicatori tehnico-economici si demarare a procedurilor de expropriere. Transelectrica a depus documentatia pentru HG in data de 12.02.2013, HG a fost emis in august 2014. Contractul de executie a lucrarilor a demarat in octombrie 2014. Continuarea lucrarilor pe suprafetele impadurite este conditionata de emiterea HG pentru scoatere terenului din circuitul forestier. Transelectrica a depus documentatia pentru emiterea HG in data de 20.02.2014, HG nu este inca emisa. Valoarea totala a proiectului este de 27.086.680 lei. PIF este programata in 2016
Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Portile de Fier - (Anina) - Resita etapa I (proiect nr. 26)+extinderea statiei Portile de Fier (proiect 382) +Statia Restita (proiect 383) si Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapele II, III (proiect 126)	2.278.157	6.881.316	4.207.161	13.366.635	Proiectare derulata in perioada 2009-2013. Executia lucrarilor pentru extinderea statiei 400 kV Portile de Fier a demarat in anul 2013, PIF 2015, valoare totala estimata 13 mil lei. Pentru proiectele LEA 400 kV Portile de Fier- Anina -Resita si Statia 400/220/110 kV Resita s-au depus documentatiile pentru emiterea HG pentru aprobarea indicatorilor tehnico-economici si demararea procedurilor de expropriere in martie 2014, pana in prezent nu a fost emisa HG. Valoarea estimata pentru LEA Portile de Fier -Anina Resita este de 86,9 mil. lei cu PIF programata in 2018. Valoarea estimata pentru statia Resita este de 90,9 mil. lei si PIF programata in 2018
LEA 400 kV Suceava - Balti, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României	575.207	165.945	301.308	1.042.460	Transelectrica a demarat, in luna februarie 2012, etapa a II-a de proiectare a LEA 400kV Suceava-Balti pentru partea de proiect aferenta teritoriului Romaniei. S-a obtinut acordul de mediu dupa 2 ani. Se elaboreaza PT si CS. Urmeaza a se depune documentatia pentru emiterea HG pentru expropriere teren. Pentru coordonarea actiunilor Romania-Moldova privind interconectarea celor doua sisteme electroenergetice, este necesara incheierea unui Memorandum de Înțelegere inter-guvernamental, care să statueze cadrul instituțional și calendarul activităților. Valoarea estimata este de 100,8 mil. lei si PIF estimat in anul 2022
LEA 400 kV Gădalin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN proiect 20	317.094	5.126	385	322.606	In derulare proiectarea si obtinerea avizelor. Obținerea avizului de mediu a durat 40 luni. Au avut loc mai multe modificari de traseu solicitate de primariile localitatilor de pe traseul LEA si de MAPN, datorita intarzierilor in emiterea avizului de mediu. A fost necesara reobținerea certificatelor de urbanism. In curs obtinerea Acordului de mediu. Valoare estimata 428,3 mil. lei, PIF estimat in 2022
TOTAL proiecte capacitati noi de interconexiune	3.527.395	11.070.616	9.443.041	24.041.052	

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țările terțe

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

Interconectarea României cu Republica Moldova

Interconectare asincronă - Studiul privind analiza regimurilor de funcționare în scheme de interconectare asincronă cu Republica Moldova urmărește analiza regimurilor de funcționare a rețelei de transport din România, în condițiile realizării unor schimburi cu Republica Moldova în scheme de interconexiune prin stații "back to back". Până la întrunirea condițiilor pentru contractarea unui studiu comun care să analizeze regimurile de funcționare pe ansamblul sistemelor electroenergetice ale României și Republicii Moldova, având la bază ipoteze convenite de părți, privind nivelul exportului și modul de rezervare în cazul unor indisponibilități în rețea, C.N. Transelectrica S.A. a inițiat un studiu preliminar, care să analizeze capabilitatea rețelei interne de transport din România de a susține un export către Republica Moldova.

Sunt analizate următoarele proiecte de interconexiune prin intermediul unor stații “back to back” situate pe teritoriul Republicii Moldova și anume:

- LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM);
- LEA 400 kV Iași (RO) - Ungheni (RM) – pentru care există variante alternative privind stațiile de capăt, atât în România (ex: Iași/ Munteni), cât și în Republica Moldova (ex.: Chișinău/ Strășeni); soluția finală urmează a fi stabilită după realizarea studiului comun de sistem și de fezabilitate;
- LEA 400 kV Suceava (RO) –Bălți (RM) – pentru care există un Memorandum de înțelegere semnat și analize preliminare realizate.

Interconectare sincronă – Pentru studiul de fezabilitate pentru Interconectarea sincrona a sistemelor electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la ENTSO-E, C.N. Transelectrica S.A. este Supporting Party și asigură managementul proiectului pentru studiul de fezabilitate pentru interconectarea sincrona a sistemelor electroenergetice ale Moldovei și Ucrainei cu rețeaua ENTSO-E. Ministerul Economiei din Republica Moldova, având ca parteneri Ministerul Economiei din România și Ministerul Energiei și Industriei Cărbunelui al Ucrainei, a depus la Comisia Europeană, o aplicație pentru finanțarea studiului de fezabilitate. Proiectul a fost preselecat de către Comitetul Comun de Monitorizare al Programului Proiectelor Majore de Investiții (Large Scale Projects - LSP) din cadrul Instrumentului European de Vecinătate și Parteneriat (ENPI), fiind încadrat în programul regional Joint Operational Programme România – Ukraine – Republic of Moldova. În data de 6 noiembrie 2014, a avut loc la București, lansarea oficială a Proiectului. Studiul se va finaliza la sfârșitul anului 2015 și va furniza o listă de măsuri necesare a fi implementate pentru a se putea realiza interconectarea sincronă și o estimare a capacității de transport pe granițe.

În discuție continuă să rămână proiectele privind LEA 400 kV Suceava-Bălți și Linia de 110 kV Fălciu-Gotești.

Interconectarea României cu Serbia

Proiectul LEA 400 kV dublu circuit Reșița (România)– Pancevo (Serbia) este considerat un proiect cu relevanță regională și are drept țintă creșterea schimburilor de energie electrică între sistemul românesc și sistemul sârbesc prin creșterea capacității de interconexiune între cele două țări. Lungimea totală a liniei este de 133 km, din care 63 km pe teritoriul României și de 70 de km pe teritoriul Serbiei. Valoarea estimată a proiectului fără TVA este de 127,09 mil lei.

Interconectarea României cu Turcia

C.N. Transelectrica S.A. a asigurat realizarea unui studiu de fezabilitate privind construirea cablului submarin în curent continuu între România și Turcia. A rezultat soluția tehnică pentru un cablu având o capacitate de 800 MW. Ulterior, având în vedere faptul că în Turcia situația din Sistemul Electroenergetic s-a schimbat prin implementarea măsurilor stipulate în studiul privind interconectarea sincronă cu zona Europa Continentală din ENTSO-E, sunt necesare analize suplimentare, respectiv un nou studiu de fezabilitate. Noul studiu de fezabilitate nu a fost încă demarat. C.N. Transelectrica S.A. susține în continuare dezvoltarea proiectului, principalele beneficii ale proiectului constând în:

- crearea unei posibilități suplimentare de evacuare din zona puternic excedentară Dobrogea (ca urmare a integrării resurselor regenerabile);
- creșterea potențialului de tranzacționare pe piața de energie electrică;

- necesitatea operării în condiții de siguranță a celor două sisteme electroenergetice interconectate sincron.

Participarea OTS în procesul de alocare coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiunea a 8-a este condiționată în continuare de implicarea țărilor vecine – Serbia și Bulgaria – în proiect.

Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (4) litera c) și alin. (5) litera d) al OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, ANRE monitorizează planul de dezvoltare a RET și planurile de investiții ale OTS precum și starea tehnică și nivelul de mentenanță a rețelelor electrice. În acest sens, se analizează planul de dezvoltare și planurile de investiții ale OTS și ale operatorilor de distribuție.

Aplicând prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, ANRE a aprobat planurile anuale de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, pentru perioada de reglementare 2008 – 2013, acceptând includerea în BAR a mijloacelor fixe rezultate din investițiile prudente, respectiv acele investiții care se demonstrează a fi necesare, oportune și eficiente.

Analiza investițiilor realizate de operatorii concesionari în anul 2013 a fost reluată în cursul anului 2014, în scopul aplicării corecțiilor de costuri de capital la închiderea ultimelor patru luni ale acestuia, prevăzute de *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013 și a condus la următoarele rezultate, prezentate în lei și termeni nominali:

Nr. crt.	OPERATOR	2013		2014	
		Investitii planificate	Investitii realizate	Investitii planificate	Investitii realizate
1	SC Enel Distributie Muntenia SA	182,173,083.00	143,053,837	174,936,373	166,995,964
2	SC Enel Distributie Banat SA	96,333,791.84	85,139,714	70,207,151	66,769,654
3	SC Enel Distributie Dobrogea SA	91,940,466.96	80,082,495	63,282,582	61,816,565
4	SC CEZ Distributie SA	190,272,753.06	197,943,851	150,539,220	155,055,639
5	SC E.ON Distributie Romania SA	127,488,518.73	111,662,551	168,066,761	156,397,728
6	SC FDEE Electrica Muntenia Nord SA	109,419,843.00	100,557,914	113,807,400	113,011,777
7	SC FDEE Electrica Transilvania Nord SA	105,000,000.00	123,661,955	126,000,000	120,387,761
8	SC FDEE Electrica Transilvania Sud SA	112,415,153.00	118,677,643	117,000,000	122,216,042
	TOTAL	1,015,043,610	960,779,960	983,839,488	962,651,129

Pentru operatorul de transport și de sistem, perioada a treia de reglementare a început la 1 iulie 2014, astfel încât analiza investițiilor realizate a fost efectuată în prima jumătate a anului 2014, în sensul stabilirii obiectivelor și valorilor acceptate de ANRE și incluse în BAR la determinarea corecțiilor de costuri de capital la închiderea perioadei de reglementare, prevăzute de *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013. În perioada 2008-2014, OTS a realizat investiții în sistemul de transport, în termeni nominali, de 1.921.149.738 lei, cu aprox.10% mai puțin decât valoarea prognozată. Investițiile incluse în tariful de transport au reprezentat 84% din valoarea realizată. În serviciul de sistem, OTS a investit în aceeași perioadă 114.678.427 lei, valoare integral recunoscută în tariful de servicii de sistem.

La baza planificării dezvoltării rețelei electrice de transport se regăsesc prevederile *Codului Tehnic al Rețelei de Transport*, care pe lângă detalierea atribuțiilor, competențelor și

responsabilităților operatorului de transport și sistem, stabilește și principiile, criteriile și obligațiile referitoare la activitatea de planificare.

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- funcționarea în siguranță a SEN și transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare condițiilor normate de Codul tehnic al RET și Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice;
- dezvoltarea rețelei de transport astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul energiei electrice prognozate a fi produsă, consumată, importată, exportată și tranzitată;
- asigurarea infrastructurii de transport necesare pentru buna funcționare a pieței de energie electrică;
- asigurarea accesului solicitanților la rețeaua de interes public, în condițiile prevăzute de normele în vigoare;
- minimizarea cheltuielilor de investiții la alegerea soluțiilor de dezvoltare a rețelei electrice de transport.

În conformitate cu prevederile art. 35 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora **planuri de investiții și de dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani**, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de energie.

Planurile de dezvoltare conțin modalitățile de finanțare și realizare a investițiilor privind rețelele de transport, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și sistematizare a teritoriului străbătut de acestea, în condițiile respectării normelor de protecție a mediului.

Spre diferență de cadrul legislativ anterior când aceste planuri erau avizate de autoritatea de reglementare și aprobate de ministerul de resort, în prezent planurile de dezvoltare se aprobă numai de autoritatea de reglementare.

Rețeaua de transport este dimensionată în acord cu cerințele criteriului N-1. Verificarea criteriului N-1 este realizată pentru transferul maxim previzionat de energie în rețeaua de transport. Pentru rețeaua de transport (400, 220 kV), criteriul N-1 se aplică la dimensionarea secțiunilor caracteristice ale sistemului din punct de vedere a stabilității acestuia, pentru anumite paliere ale curbei de sarcină, corespunzător celei mai grele situații de funcționare bazate pe: ieșirea intempestivă din funcțiune a celui mai mare generator într-o zonă deficitară și puterea maximă generată într-o zonă excedentară. Criteriul N-2 este utilizat la dimensionarea evacuării în sistem a puterii centralelor nucleare.

Alte criterii de dimensionare sunt criteriul tehnic pentru verificarea dimensionării rețelei din punct de vedere al stabilității SEN și verificarea și determinarea plafonului de scurtcircuit și a curentului nominal al echipamentelor.

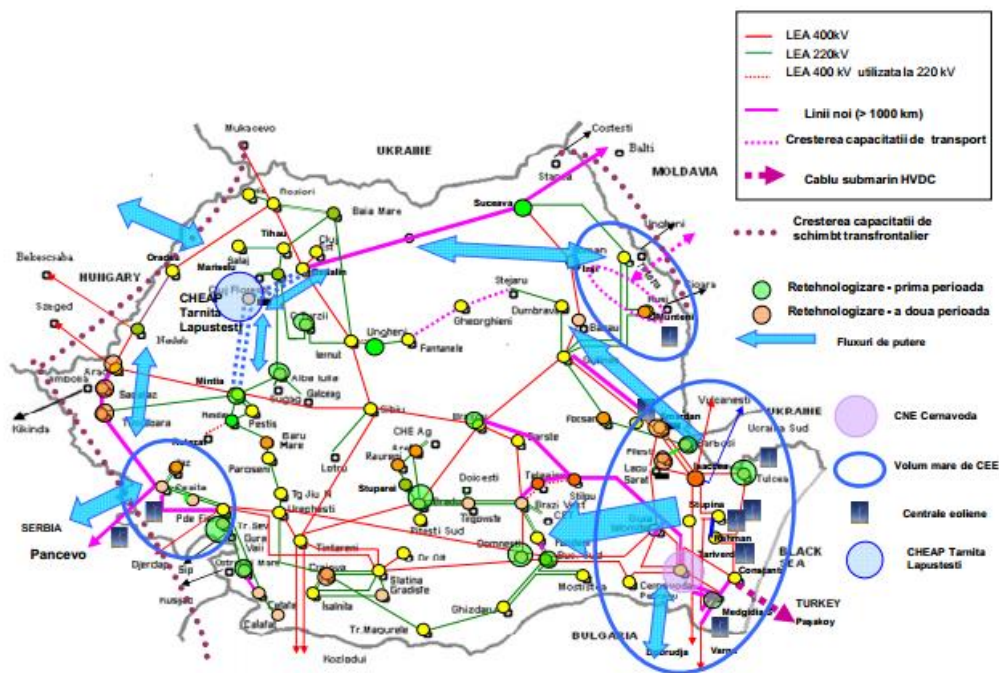
Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport pentru perioada 2014-2023 a fost elaborat de CN Transelectrica SA și prezentat spre aprobare ANRE în trim I 2014.

Planul cuprinde proiecte necesare pentru a păstra adecvarea rețelei, astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată, cu respectarea normelor tehnice în vigoare. Investițiile propuse au în vedere:

- creșterea capacității de interconexiune prin continuarea proiectelor de interconexiune cu sistemele țărilor vecine aflate deja în stadii diferite de implementare (cu Ungaria, Serbia și Bulgaria) și accelerarea/introducerea unor proiecte noi (Moldova);

- întărirea și dezvoltarea rețelei de transport (linii/stații noi) în vederea creșterii capacităților de evacuare a energiei produse în instalații noi, dezvoltate în ultimii ani în anumite zone geografice (de exemplu energia nucleară și cea produsă din surse regenerabile de energie în zona Dobrogea) către zone de consum din nordul și vestul țării, dar și întregirea inelului de 400 kV în jurul țării pentru creșterea siguranței în alimentare a tuturor zonelor țării și pentru creșterea capacității de tranzit a rețelei de transport;
- modernizarea echipamentelor în vederea înlocuirii complete a instalațiilor din anii '60 – '70 pentru creșterea fiabilității rețelei, reducerea cheltuielilor de exploatare și asigurarea unui grad adecvat de siguranță în exploatare.

Harta următoare prezintă proiectele principale incluse în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport pentru perioada 2014 – 2023.



Sursă: CN Transelectrica SA

Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

Cel de-al treilea pachet legislativ în domeniul energiei, prin Regulamentul 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 și Directiva 72/2009 a Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE stipulează obiective clare privind necesitatea îmbunătățirii cooperării și a coordonării între operatorii de transport și de sistem și bursele de energie electrică la nivel regional și pan-european în vederea asigurării și gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, îmbunătățirii siguranței în alimentarea consumatorilor cu energie electrică la nivel regional/comunitar și implementării pieței unice de energie electrică.

În acest context, Piața pentru Ziua Următoare constituie un element major al modelului țintă european pentru piața unică de energie electrică, model care furnizează o viziune pe termen mediu pentru o implementare progresivă a cadrului de piață european în vederea unei alocări eficiente a capacităților de interconexiune și managementul congestiilor prin mecanisme de piață. Precizăm că Decizia Consiliului Uniunii Europene din luna februarie 2011 stabilește ca termen limită pentru realizarea unei pieței interne deplin funcționale anul 2014.

Operatorii de transport și de sistem, bursele de energie electrică și autoritățile de reglementare din Cehia, Slovacia și Ungaria au semnat, în mai 2011, un *Memorandum privind cuplarea piețelor de energie electrică* conform modelului și principiilor aplicate în regiunea central-vest europeană (Central West Europe – CWE). Proiectul a fost lansat cu succes, rezultatele obținute până în prezent confirmând opțiunea inițială de cuplare. Furnizorul serviciului de cuplare este EPEX SPOT SE, bursa franco-germana de energie electrică.

În data de 14 decembrie 2011, în urma unui proces de analiză și evaluare în cadrul grupului de lucru național (MECMA, ANRE, S.C. Opcom S.A. și CN Transelectrica SA), entitățile române implicate și-au exprimat oficial interesul de a se alătura proiectului de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia și Ungaria printr-o Scrisoare de Intenție. Managementul proiectului regional Cehia-Slovacia-Ungaria a aprobat solicitarea României. În luna decembrie 2012, Polonia și-a exprimat de asemenea intenția de aderare la proiectul trilateral.

În urma întâlnirii Comitetului de Conducere al Proiectului de extindere a cuplării Cehia-Slovaci-Ungaria către România și Polonia care a avut loc la Praga, în data de 03.04.2013, s-a hotărât finalizarea textului *Memorandumului de înțelegere (MoI) privind cooperarea în vederea aderării României și Poloniei la cuplarea piețelor de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria* și semnarea acestuia de toate cele 15 părți implicate (operatori de transport și sistem, burse de energie și autorități de reglementare). Documentul a fost semnat în luna iulie 2013.

În urma unui sondaj de opinie, participanții la proiect au concluzionat că nu există o poziție comună în toate piețele implicate cu privire la scenariile propuse de cuplare a piețelor din cele cinci țări. Pentru a nu împiedica integrarea în continuare a piețelor, Comitetul director al proiectului a propus realizarea extinderii în două etape: o primă etapă va implica piețele pentru ziua următoare de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România – proiectul intitulat 4M MC - o etapă ulterioară fiind dedicată cuplării cu piața poloneză, în contextul inițiativei CEE FBMC (Cuplarea piețelor din Europa Centrală și de Est pe bază de fluxuri).

Proiectul 4M MC a continuat pașii de implementare. În ianuarie 2014, bursele de energie din 4M MC au încheiat cu succes etapele preliminare necesare pentru a fi gata să implementeze soluția Cuplării prin Preț a Regiunilor (PCR) în infrastructura lor IT, cu scopul de a deveni pe deplin compatibile cu modelul țintă al Pieței interne europene de energie electrică. A fost selectat furnizorul de servicii pentru soluția PCR (o soluție de cuplare unică prin preț pentru a fi utilizată în calculul prețurilor la energie electrică în Europa și alocarea capacității transfrontaliere pentru ziua următoare). Operatorii de transport și de sistem din 4M MC au convenit asupra arhitecturii sistemului Funcției de Management la nivelul operatorilor de transport și de sistem (mTMF) care realizează o gestionare eficientă a tuturor responsabilităților comune ale operatorilor de transport și de sistem și operează o interfață comună de comunicare între bursele de energie și operatorii de transport și de sistem. Odată intrat în funcționare, mTMF va reprezenta o platformă universală de promovare a integrării trans-regionale a piețelor, care va fi deschisă extinderii către alte piețe.

Cadrul de reglementare din România a fost de asemenea adaptat cerințelor procesului de cuplare, renunțându-se la plata componentelor T_G și T_L în cazul tarifelor de transport pentru activitățile de import-export energie electrică, la plata contribuției de cogenerare în cazul exportului de energie electrică. Legea energiei electrice și gazele naturale nr. 123/2012 a fost completată cu prevederi care clarifică rolul de agent de transfer (shipper) al C.N. Transelectrica S.A.. Introducerea prețurilor negative în piețele centralizate și adaptarea anumitor parametrii de tranzacționare au constituit subiectul Ordinului ANRE nr. 82/2014.

În luna septembrie 2014 au fost organizate ateliere de lucru coordonate la nivel național pentru participanții la piață în scopul prezentării aranjamentelor finale și furnizării de informații cu privire la testele care vor implica participanții la piață. În același timp au fost organizate la nivel local campanii de informare referitoare la implementarea noilor reguli de tranzacționare și la caracteristicile soluției PCR.

Proiectul 4M MC a fost lansat cu succes în data de 19 noiembrie 2014.

Finalizarea acestei prime etape a proiectului presupune continuarea cuplării cu piața poloneză, în contextul inițiativei CEE FBMC (Cuplarea piețelor din Europa Centrală și de Est pe bază de fluxuri). La începutul anului 2014 a fost semnat în regiunea CEE un *Memorandum privind implementarea modelului de management al congestiilor* și proiectul de cuplare a regiunii CEE prin alocarea capacităților pe bază de fluxuri a fost demarat. Având în vedere aceste evoluții, Comitetul Director al proiectului 4M MC a recomandat părții române solicitarea accesului în proiectul CEE FBMC. La finele anului 2014, statutul de observator în cadrul acestui proiect a fost acordat, părțile române urmând să participe la toate reuniunile organizate și să aibă acces la informațiile proiectului. Este încă în discuție posibilitatea participării părții române ca membru cu drepturi depline în cadrul proiectului.

3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

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

Pentru anul 2014 nu sunt situații de acest fel de raportat.

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

Prin Ordinul ANRE nr. 90/2013, C.N. Transelectrica S.A. a fost certificată ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, după modelul "operator de sistem independent", stabilit de art. 31 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările ulterioare.

Potrivit art. 2 al Ordinului ANRE nr. 90/2013, în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a acestuia, C.N. Transelectrica S.A. era obligată să facă dovada adoptării unor măsuri referitoare la actele constitutive ale companiei și la structura de acționariat. De asemenea, potrivit art. 5 din ordin, în același termen de 6 luni mai era necesară adoptarea altor măsuri de către alte autorități publice ale statului român pentru ducerea la îndeplinire a prevederilor referitoare la structura de proprietate.

De la data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr.90/2013, 17 decembrie 2013, ANRE a monitorizat și a evaluat permanent progresele făcute pentru îndeplinirea cerințelor de la art. 2 și 5 din ordin.

La data împlinirii termenului prevăzut la art. 6 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, cerințele stabilite la art. 2 și 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013 erau îndeplinite parțial, având în vedere faptul că proiectul de lege privind aprobarea OUG nr. 6/2014 cu modificări și completările necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare era depus, la acea dată, pentru aprobare, la plenul Camerei Deputaților (for decizional pentru acest proiect de lege), urmând ca după aprobare să fie promulgat de Președintele României și să intre în vigoare odată cu publicarea legii în Monitorul Oficial al României.

Astfel, la împlinirea termenului prevăzut la art. 6 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, au devenit aplicabile prevederile potrivit cărora ordinul este lovit de nulitate, iar certificarea C.N. Transelectrica S.A. își încetează efectele atât pentru trecut, cât și pentru viitor, fără vreo altă formalitate.

Ulterior, proiectul de lege privind aprobarea OUG nr. 6/2014 a fost aprobat și a intrat în vigoare odată cu publicarea sa în Monitorul Oficial al României nr. 527/16.07.2014. Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 6/2014, au fost îndeplinite în totalitate cerințele de la art. 2 și art. 5 din Ordinul ANRE nr. 90/2013, care reprezintă condiții necesare pentru îndeplinirea cerințelor de certificare a operatorului de transport și de sistem.

Prin scrisoarea înregistrată la ANRE sub nr. 46064/25.07.2014, membrii Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. au depus la ANRE o nouă cerere privind certificarea companiei în calitate de operator de transport și de sistem (OTS) după modelul "operator de sistem independent".

În consecință a fost aprobată certificarea C.N. Transelectrica S.A. în calitate de operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, prin emiterea unui nou ordin, ca urmare a îndeplinirii în totalitate a cerințelor de certificare, odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe paginile de internet www.transelectrica.ro, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 714/2009.

În cursul anului 2014 nu a fost solicitări de rezolvare a unor dispute între operatorul de transport și sistem și proprietarul acestuia. În perioada analizată, s-a desfășurat o acțiune de control la C.N. Transelectrica S.A. care finalizat în anul 2015 și care a vizat situația instalațiilor de supraveghere din stații și sedii.

3.2. Promovarea concurenței

3.2.1. Piața angro de energie electrică

Structura pieței angro de energie electrică din România

Piața angro este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanți, titulari de licență emisă de ANRE, care include și revânzările între 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 energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață s-au conformat obligației de desfășurare transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie

electrică și au migrat de pe piața de contracte bilaterale negociate către piețele centralizate organizate de Opcom S.A..

Începând cu luna mai 2014, a devenit operațională piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), activitatea participanților pe această piață intensificându-se spre sfârșitul anului; în schimb, până la sfârșitul anului 2014, pe piața organizată pentru contractarea energiei electrice pentru clienții finali mari nu au fost depuse oferte, aceasta fiind practic inactivă.

Tot în piața angro sunt incluse și tranzacțiile realizate pe **piața serviciilor de sistem tehnologice** (STS) și **piața capacităților de interconexiune** cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine (ATC).

Piața de servicii tehnologice de sistem este piața pe care se încheie contracte între producătorii calificați pentru furnizarea fiecărui tip de serviciu tehnologic și operatorul de transport și sistem (OTS), având ca obiect punerea la dispoziția sistemului electroenergetic (SEN), contra plată, a unor capacități de producție care să poată fi mobilizate la cererea dispecerului național, în condiții determinate de capabilitățile tehnice ale respectivelor unități de producție (conform tipurilor de servicii de sistem pentru care au fost calificate); contractele se concretizează în obligația ofertării capacităților respective pe piața de echilibrare, urmând ca eventualele cantități de energie produse/reduce să facă obiectul decontării pe PE.

De asemenea, operatorii de rețea (transport și distribuție) trebuie să-și asigure acoperirea consumului propriu tehnologic aferent rețelelor pe care le exploatează, tot pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, cu respectarea mecanismelor concurențiale.

Structura sectorului de producere a energiei electrice

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

Dintre aceștia, în virtutea prevederilor *Metodologiilor de monitorizare* în vigoare, producătorii deținători de grupuri dispecerizabile sunt monitorizați din punct de vedere al energiei produse și livrate în SEN și al activității pe piața de energie electrică din România, în condițiile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

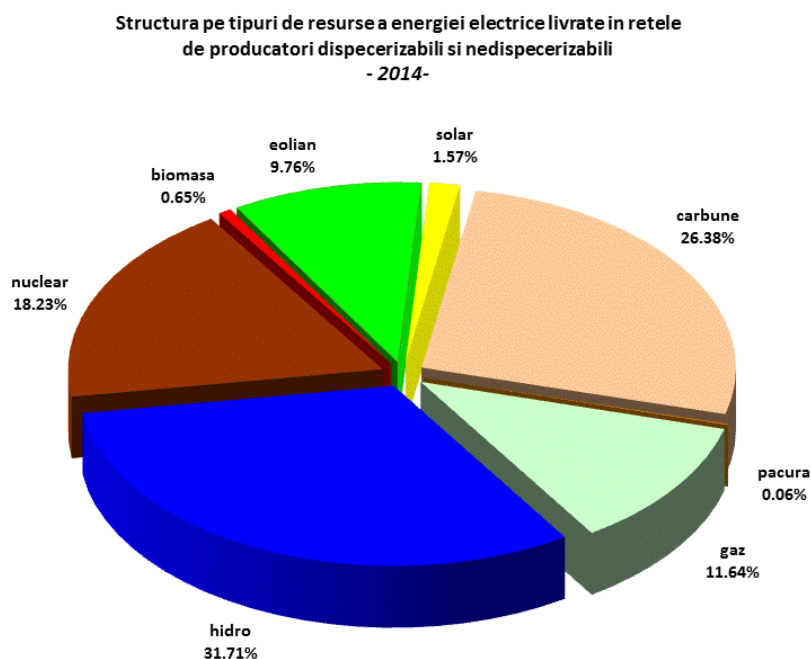
În anul 2014, au fost supuși procesului de monitorizare producătorii ale căror grupuri de producere sunt declarate dispecerizabile în baza *Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013, clasificate pe următoarele paliere de putere:

- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoenergetic (inclusiv pe bază de biomasă, nuclear) cu puterea instalată mai mare de 20 MW;
- centrală electrică eoliană, centrală fotovoltaică sau centrală cu motoare cu ardere internă cu puterea instalată mai mare de 5 MW.

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2014, de producătorii deținători de unități dispecerizabile și nedispecerizabile (conform rezultatelor procesului de realizare a etichetei naționale de energie electrică) a fost de 59,65 TWh. Producătorii deținători de unități dispecerizabile au livrat cantitatea de 57,85 TWh (care conține și consumul propriu al unora dintre producători, inclusiv energia electrică vândută direct la barele centralelor), rezultat al procesului de monitorizare lunară a respectivilor producători. Comparația datelor privind

producătorii dispecerizabili cu cele din anii anteriori este afectată de extinderea activității de monitorizare asupra unor producători care în trecut nu intrau în categoria celor dispecerizabili, în special producători deținători de grupuri eoliene și fotovoltaice, conform celor precizate anterior.

În graficul următor este prezentată structura energiei electrice livrate de producătorii deținători de unități dispecerizabile și nedispecerizabile, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale, raportată în conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice – Revizia 1*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 69/2009.



Sursa: Raportările producătorilor de energie electrică conform Ordinului ANRE nr. 69/2009

O comparație cu valorile de energie livrată din anul 2013 indică o creștere cu cca. 9% a energiei electrice livrate la nivelul SEN, justificată de intensificarea activității de export și creșterii consumului intern.

Astfel pentru energia nucleară, cantitatea injectată în rețea a rămas aproximativ aceeași cu cea din anul anterior (10,74 TWh în 2014 față de 10,67 TWh în 2013). Se remarcă o creștere cu aprox. 6% la energia electrică livrată pe bază de cărbune și respectiv 27% la cea din sursă hidroenergetică, în timp ce pe păcură și gaz s-a livrat mai puțin cu 95%, respectiv 11% față de cantitățile din 2013. Se constată creșterea energiei electrice livrate din centrale cu grupuri regenerabile: din centrale pe biomasă cu cca.68%, din centrale eoliene cu cca. 20% și din centrale fotovoltaice cu 102%.

Cu toate că în anul 2014 a cunoscut o dezvoltare fără precedent, producerea pe bază de surse neconvenționale (eoliană, fotovoltaică, biomasă) deține o pondere de 11,98% din energia anuală livrată în rețele, la nivelul producătorilor dispecerizabili, ponderea producerii din surse convenționale rămânând preponderentă (88,02%).

Prezentăm cantitățile anuale de energie electrică produse de producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, ordonați în funcție de cotele de piață anuale individuale. Din comparația cu datele individuale din anul precedent, se poate constata că cca. 70% din producție a fost realizată de cei 3 producători clasici, Hidroelectrica (sursă hidro), CE Oltenia (sursă termo) și Nuclearelectrica (sursă nucleară), ordinea în clasamentul primilor 3 producători rămânând aceeași ca în anul 2013.

Exceptând producătorul nuclear, a cărui producție este comparabilă cu cea de anul anterior, cei doi producători cu cele mai mari cote de piață au produs mai mult cu 24,5%

(Hidroelectrică), respectiv cu 12,5% (CE Oltenia), față de anul precedent, în timp ce alți producători au înregistrat un regres cantitativ față de anul anterior (o scădere cu 40% în cazul OMV Petrom, cu 10% în cazul CE Hunedoara și cu 14,7% în cazul Electrocentrale București).

Se remarcă, de asemenea, faptul că primii 7 producători, care au avut o producție anuală în 2014 mai mare de 1 TWh au produs cca. 84% din totalul producției anuale înregistrate de producătorii deținători de grupuri dispecerizabile.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă	
	TJ	GWh
Hidroelectrică SA	5126	18454
Complexul Energetic Oltenia SA	3695	13303
S.N. Nuclearelectrică SA	3243	11676
Complexul Energetic Hunedoara SA	753	2711
Electrocentrale București SA	654	2356
OMV Petrom SA	570	2051
Romgaz SA	429	1544
Enel Green Power Romania SRL*	208	750
Tomis Team SRL	194	699
Regia Autonomă de Activități Nucleare	211	758
CET Govora SA	188	677
Ovidiu Development SRL	135	487
Dalkia Termo Prahova SRL	128	460
Alții (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	1690	6082
TOTAL	17224	62007

*pentru lunile noiembrie și decembrie 2014 a fost inclusă energia electrică produsă în centralele aparținând societăților cu care a fuzionat prin absorbție

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

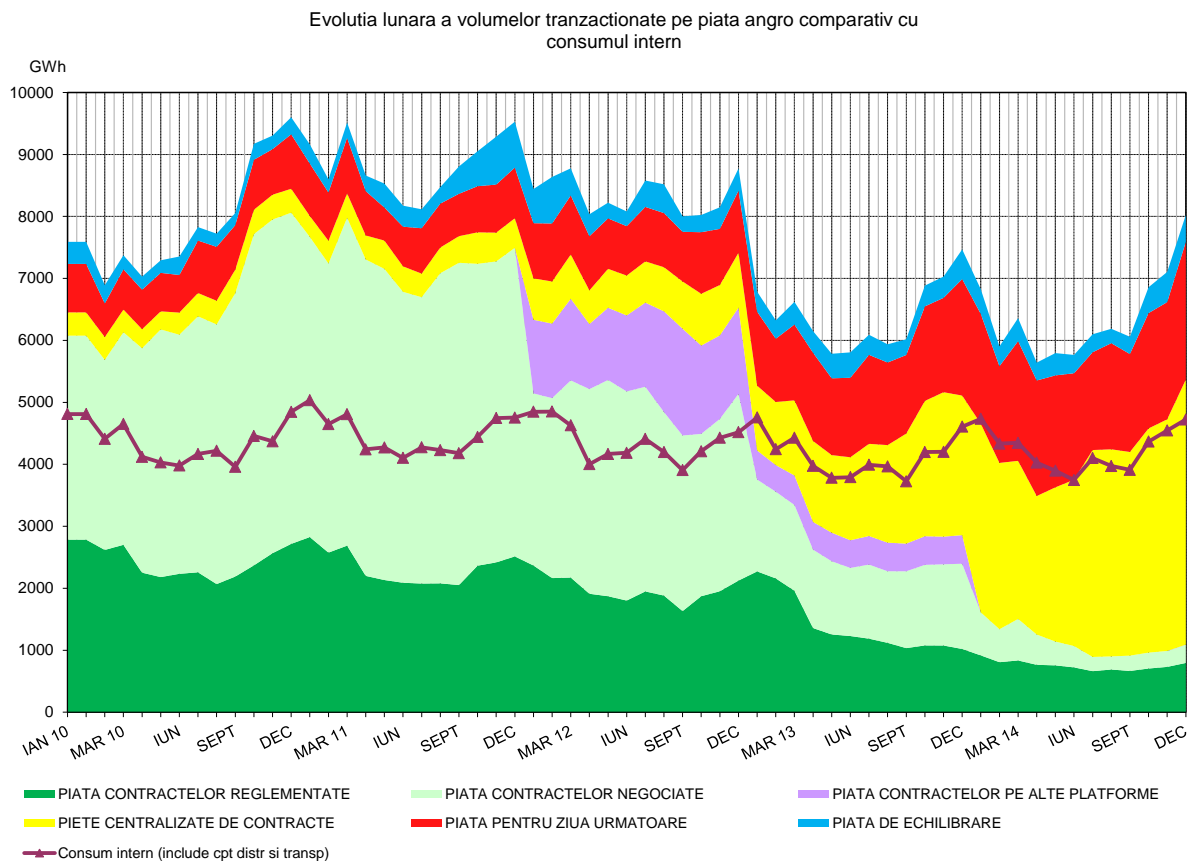
În anul 2014, în România s-a importat o cantitate de cca 1,07 TWh și s-au exportat 8,20 TWh; valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice transfrontaliere, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor de monitorizare lunare realizate de C.N. Transelectrica S.A.

Comparativ cu datele aferente anului 2013, activitatea comercială transfrontalieră s-a intensificat, cantitatea de energie exportată pe contracte crescând de 3,3 ori, iar cea importată fiind mai mult decât dublă. Precizăm că importul de energie electrică a fost realizat de furnizorii de energie electrică și C.N. Transelectrica S.A. în calitate de agent de transfer, în timp ce exportul de energie electrică a fost realizat de furnizorii de energie electrică, C.N. Transelectrica S.A. în calitate de agent de transfer și producătorul Hidroelectrică S.A..

Funcționarea SEN în anul 2014 a fost caracterizată de creșterea cu cca. 2% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2013, calculat pe baza energiei livrate în rețele și a soldului import-export, coroborat cu creșterea continuă a ponderii puterii instalate în centrale funcționând pe bază de SRE, în condițiile unui an hidrologic normal. La nivel lunar, același indicator a fost în majoritatea lunilor superior celui corespunzător din anul 2013, cu creșteri lunare între 0,6% (luna august) și 8,1% (luna noiembrie). De altfel, a doua jumătate a anului 2014 s-a caracterizat prin consumuri interne lunare superioare celor din aceeași perioadă a anului 2013.

Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2014

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro de energie electrică în perioada 2009-2014, comparativ cu consumul intern.



Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Pe ansamblul pieței angro, predominantă a fost tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale organizată la Opcom SA, care asigură în special tranzacțiile pe contractele încheiate pe termen mediu sau lung, secundată de PZU în cazul tranzacțiilor pe termen scurt. În contextul legislativ impus de Legea nr. 123/2012, tranzacțiile realizate pe platforme de brokeraj au fost practic sistate în 2014, participanții îndreptându-se către noua piață centralizată tip OTC de la nivelul Opcom S.A. cu instrumente de tranzacționare variate, iar volumul celor realizate pe contracte negociate s-a diminuat simțitor, reducându-se la o treime din cel realizat în 2013. Este, de asemenea, de remarcat, volumul cvasi-constant al energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de cel din 2013.

În tabelul următor se prezintă volumele tranzacționate în 2014 pe fiecare componentă a pieței angro și evoluția acestora comparativ cu cele din anul precedent. Se constată că cca. 70% din totalul tranzacțiilor cumulate la nivel de an pe toate componentele pieței angro au fost realizate pe piețele centralizate administrate de Opcom S.A..

Din comparația cu anul 2013, se remarcă în primul rând **reducerea la jumătate a cantității de energie electrică vândute pe contracte reglementate**; aceasta este o urmare a creșterii gradului de dereglementare stabilit prin Memorandum-ul de Înțelegere aprobat de Guvernul României în martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană privind aprobarea calendarului de eliminare treptată a

tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Spre deosebire de anul trecut, singurii producători care au avut cantități și prețuri reglementate prin decizii ANRE au fost Hidroelectrică S.A. și S.N. Nuclearelectrică S.A..

Componentele pieței angro	Volum tranzacționat în anul 2014 -GWh-	Evoluție față de anul 2013 - % -	Pondere din consumul intern din 2014 - % -
Piața contracte reglementate	9058	▼ 45,9	17,9
Piața contracte pe platforme de brokeraj	0	-	-
Piața contracte negociate direct	4611	▼ 70,0	9,1
Piața centralizată a contractelor bilaterale*	37284	▲ 98,5	73,5
Piața pentru Ziua Următoare	21496	▲ 31,5	42,4
Piața Intrazilnică	64	▲ 350,9	1,3
Piața de Echilibrare	4169	▲ 0,08	8,2
Export	8200	▲ 232,5	16,2

*PCCB, PCCB-NC, PC-OTC

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Un alt reper al anului 2014 este **dispariția completă a tranzacțiilor pe platforme de brokeraj** altele decât cele ale Opcom S.A. și **reducerea drastică a celor încheiate pe contracte negociate direct**, menținându-se practic cele pe contractele încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012, declarate în acest fel pe propria răspundere de participanții la piața angro. Această tendință a fost susținută și de emiterea unui număr semnificativ de note de sesizare care semnalau cazurile participanților la piață, ce, după apariția Legii nr. 123/2012 au continuat să încheie contracte negociate de vânzare-cumpărare.

Este de remarcat și **amplarea pe care au luat-o cele două segmente ale pieței centralizate de contracte bilaterale de la Opcom SA, PCCB și PCCB-NC, comparativ cu anul precedent** (comparația se face pe suma celor două componente, având în vedere faptul că în 2013 raportarea tranzacțiilor pe piețele centralizate de contracte nu s-a realizat distinct), volumul energiei tranzacționate dublându-se.

Una din creșterile semnificative a fost însă înregistrată de tranzacțiile la export, arătând interesul participanților pentru comercializarea pe alte piețe în funcție de necesitățile zonei și disponibilul de energie la prețuri competitive de pe piețele centralizate de contracte.

Deși a înregistrat cea mai mare creștere față de anul anterior (351%) volumul tranzacțiilor derulate pe Piața intrazilnică nu influențează major funcționarea pieței angro.

Operatorii de distribuție au achiziționat energie electrică numai pe piața concurențială (cca. 69% de pe PCCB și 31% de pe PZU). Se remarcă faptul că unul dintre operatorii de distribuție a efectuat tranzacții de cumpărare/vânzare pe PZU prin intermediul furnizorului de ultimă instanță din cadrul grupului, iar cca. 16% din achiziția pe PCCB de la furnizori este de la același furnizor de ultimă instanță.

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2014 -lei/MWh-	2013 -lei/MWh-	Evoluție față de anul 2013 - % -
Piața contracte reglementate	142,68	171,13	▼ 16,6
Piața contracte pe platforme de brokeraj	-	222,51	-
Piața contracte negociate direct	163,75	185,82	▼ 11,9
Piața centralizată a contractelor bilaterale*	173,90	204,47	▼ 15,0
Piața pentru Ziua Următoare**	153,92	156,05	▼ 1,4
Piața Intrazilnică***	162,63	194,30	▼ 16,3
Piața de Echilibrare****	243,35	242,44	▲ 0,4
Export	173,47	179,63	▼ 3,4

* PCCB, PCCB-NC, PC-OTC

** prețul mediu anual este cel publicat de Opcom S.A. și se calculează ca medie aritmetică simplă

*** prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de Opcom SA

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

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și
C.N. TRANSELECTRICA S.A.

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

- iii. 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 excepția prețului mediu pe PZU care a fost calculat ca medie aritmetică simplă;
- iv. toate prețurile includ componenta T_G a tarifului de transport (pentru piețele centralizate aceasta este înglobată, de ofertanți, în preț).

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2014, față de anul precedent, indică următoarele:

- scăderea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro, cu excepția prețului mediu de deficit pe piața de echilibrare, care a crescut, dar nesemnificativ; cea mai semnificativă scădere înregistrată pe componentele concurențiale ale pieței angro a fost înregistrată pe piața centralizată de contracte bilaterale (cu excepția prețului mediu de revenire determinat pe piața intrazilnică, dar care nu este relevant pentru ansamblul pieței angro), iar cea mai mică scădere a fost cea a prețului pe PZU;
- scăderea prețurilor medii pe piețele centralizate poate fi explicată în special prin creșterea producției în centrale hidroelectrice și a comercializării accentuate pe piața concurențială; o altă explicație constă în creșterea ponderii producției din surse regenerabile de energie și a tendinței de scădere a ofertei de preț pentru energia electrică corelată cu vânzarea certificatelor verzi pe piața centralizată organizată la Opcom S.A. în condițiile existenței unui preț minim de tranzacționare a certificatului verde;
- o scădere a diferenței dintre prețurile medii anuale pe contractele bilaterale negociate și celelalte contracte încheiate concurențial și apropierea lor de prețul de închidere al PZU;
- prețul mediu anual pe contracte reglementate corespunde celor doi producători cu

cantități și prețuri reglementate; prețul mediu anual la export corespunde tranzacțiilor derulate de furnizorii concurențiali, având în vedere faptul că în anul 2014 nici un producător nu a raportat tranzacții de export, chiar dacă Hidroelectrică a notificat la C.N. Transelectrica S.A., în luna decembrie 2014, un export de energie electrică, alocându-și capacitate de interconexiune în acest scop.

Piața contractelor bilaterale reglementate

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2014, în scopul alimentării la tarife reglementate a clienților casnici și, parțial a clienților noncasnici care nu au uzat de dreptul de a-și schimba furnizorul.

Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe anul 2014 au fost stabilite 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.

În anul 2014, furnizorii de ultimă instanță au achiziționat de pe piața angro (piață reglementată și concurențială) o cantitate de energie electrică de 15275 GWh pentru acoperirea necesarului de energie al clienților alimentați în regim reglementat, inclusiv achiziția corespunzătoare CPC, din care cca 59,3% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice pentru activitatea pe piața reglementată (inclusiv componentele CPC și de ultimă instanță) a fost de 157,34 lei/MWh.

În baza *Metodologiei* menționate, au fost emise deciziile de stabilire a cantităților de energie electrică vândute pe bază de contracte reglementate și a prețurilor reglementate pentru energia electrică livrată în anul 2014 de S.C. Hidroelectrică S.A. și de S.N. Nuclearelectrică SA, respectiv:

- pentru Hidroelectrică – Decizia ANRE nr. 3905/20.12.2013, cu o cantitate totală de 5.316.131 MWh, la un preț mediu de 115,2 lei/MWh, modificată prin Decizia ANRE nr. 1409/18.06.2014 prin care a fost aprobat un preț mediu de 125,8 lei/MWh pentru semestrul II 2014;
- pentru Nuclearelectrică – Decizia ANRE nr. 3906/20.12.2013, cu o cantitate totală de 3.742.450 MWh, la un preț mediu de 145,88 lei/MWh, modificată prin Decizia ANRE nr. 1408/18.06.2014 prin care a fost aprobat un preț mediu de 154,2 lei/MWh pentru semestrul II 2014.

Piața concurențială

Volumul tranzacțiilor derulate pe piața concurențială s-a menținut la același nivel cu cel realizat în anul 2013, dar, au avut loc modificări în structura livrărilor pe tipuri de tranzacții: au crescut cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate organizate de Opcom S.A. (cu cca. 67%) și exportul cu cca. 115%, concomitent cu eliminarea tranzacțiilor încheiate pe platforme de brokeraj, respectiv reducerea tranzacțiilor negociate direct, cu cca 70%.

Pe contractele negociate direct, încheiate înainte de intrarea în vigoare a noii legi, participanții la piață au raportat o cantitate totală de cca. 4,6 TWh, tranzacționată la un preț mediu anual de 163,75 lei/MWh, mai mic decât prețul mediu al piețelor centralizate de la Opcom. de 173,90 lei/MWh.

Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe bază de contracte de import/export a cunoscut variații de la o lună la alta, remarcându-se creșterile semnificative înregistrate de tranzacțiile de import în trim. IV 2014, precum și trendul crescător al tranzacțiilor de export

începând cu luna martie 2014. Aceste evoluții au fost influențate și de cuplarea piețelor spot din Cehia, Slovacia, Ungaria și România, din noiembrie 2014.

Din analiza tranzacțiilor derulate pe baza contractelor de import/export, în anul 2014 se remarcă următoarele:

1. existența unor diferențe semnificative între cantitățile raportate ca fiind tranzacționate de unii furnizori și cantitățile raportate de C.N. Transelectrica S.A., explicate de operatori ca fiind tranzacții de import/export derulate de același operator, în absența unui contract propriu-zis de import/export sau între operatori care fac parte din același grup; problema a fost analizată și s-au adoptat măsuri care ar trebui să conducă la eliminarea diferențelor de raportare;
2. implementarea mecanismului de cuplare a piețelor spot 4M MC a avut ca rezultat creșterea importului, 35% din cantitatea anuală corespunzând activității de agent de transfer a C.N. Transelectrica S.A.;
3. creșterea substanțială a cantității de energie electrică exportată atât pe contracte bilaterale, cât și prin intermediul PZU.

Privită din punctul de vedere al producătorilor, piața concurențială (fără luarea în considerare a volumelor tranzacționate pe PE) a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în tabelul următor:

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială		100% (49569 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral	12,8%
	1. Cu furnizori	6,8%
	2. Cu parteneri externi (export)	0,0%
	3. Cu alți producători	0,0%
	4. Cu distribuitori	0,0%
	5. Cu clienți finali	6%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate de contracte	50,4%
	1. Cu furnizori	44,1%
	2. Cu distribuitori	5,9%
	3. Cu alți producători	0,2%
	4. Cu operatorul de transport și sistem	0,2%
C.	Tranzacții pe PZU și PI	36,8%

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Notă: se menționează că tranzacția de export a Hidroelectrică nu a fost inclusă la rubrica adecvată din macheta de raportare și de aceea nu este individualizată în structura de vânzări a producătorilor.

Pe ansamblu, vânzările producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială, cu excepția PE, au reprezentat în 2014 o cantitate de aproape 50 TWh, la prețul mediu anual de 168,20 lei/MWh (inclusiv componenta TG a tarifului de transport). Compararea cu datele anului 2013 nu este relevantă în condițiile redefinirii noțiunii de grup dispecerizabil.

Dacă în anul 2013 vânzările negociate, cele pe piețe centralizate și respectiv pe PZU reprezentau fiecare circa o treime din vânzarea concurențială totală a producătorilor, în 2014 structura s-a modificat semnificativ în favoarea piețelor centralizate de contracte, vânzarea pe PZU rămânând la o pondere asemănătoare. Astfel, producătorii au vândut cea mai mare parte a energiei electrice pe piața centralizată de contracte de la Opcom S.A. (24971 GWh), din care 19795 GWh au fost vânduți furnizorilor la prețul mediu anual de 173,07 lei/MWh; următorul loc a fost ocupat de vânzările pe PZU (18214 GWh la prețul de 159,62 lei/MWh).

Privită din punctul de vedere al furnizorilor, piața concurențială a avut în componență vânzări în structura celor prezentate în tabelul următor:

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială			100% (50132 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral		70,3%
	1.	Cu alți furnizori	2,4%
	2.	Cu parteneri externi (export)	15,5%
	3.	Cu producători	0,0%
	4.	Cu operatori distribuție	0,0%
	5.	Cu clienți finali	52,3%
B.	Tranzacții realizate pe alte platforme de brokeraj		0,0%
C.	Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate		24,6%
	1.	Cu alți furnizori	20,3%
	2.	Cu producători	0,6%
	3.	Cu operatorul de transport și sistem	0,9%
	4.	Cu operatorii de distribuție	2,8%
D.	Tranzacții pe PZU		5,1%

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Prețurile medii de vânzare realizate de furnizori pe piața concurențială în 2014 (inclusiv componenta T_G a tarifului de transport) au fost de: 160,50 lei/MWh pentru vânzările negociate către alți furnizori, 173,47 lei/MWh la export și de 182,49 lei/MWh către consumatorii finali, cu precizarea că acest ultim preț nu include costurile de rețea (componenta T_L a tarifului de transport, distribuție, servicii de sistem).

Pentru tranzacțiile pe PZU, prețul mediu realizat de către furnizori a fost de 152,78 lei/MWh, iar pentru livrările pe contracte încheiate pe piețele centralizate, acesta a fost de 180,92 lei/MWh cu producătorii, de 175,83 lei/MWh cu furnizorii, 173,25 lei/MWh cu operatorii de distribuție și respectiv de 177,68 lei/MWh cu operatorul de transport și sistem.

Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, cu cele două modalități de tranzacționare - PCCB și PCCB-NC

În anul 2014 a continuat creșterea numărului de participanți, a numărului de oferte introduse și a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața centralizată a contractelor bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare - prin licitație publică (PCCB) și respectiv licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC). Astfel, dacă în luna decembrie 2013 erau înregistrați 376 de participanți, numărul acestora a crescut progresiv de la lună la lună, ajungând ca în luna decembrie 2014 să se înregistreze un număr de 588 de participanți, cu 56% mai mult față de aceeași perioadă a anului trecut.

În anul 2014, participanții la PCCB au introdus un număr mare de oferte inițiatore de vânzare sau au răspuns la oferte inițiatore de cumpărare cu cantități ofertate într-un domeniu larg, neprecizate exact, sau care conțineau formule de preț, determinând în acest fel variabilitatea informației. În urma analizării fiecărei asemenea oferte în parte, se află în curs de întocmire și transmitere către Direcția General Control note de sesizare pentru oferte aflate în afara cadrului de reglementare stabilit prin *Regulamentul privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică* aflat în vigoare.

Numărul ofertelor introduse a crescut semnificativ, astfel încât, dacă în 2012, din cele 609 de oferte inițiatore introduse (vânzare sau cumpărare) au fost încheiate 254 de tranzacții, reprezentând cca. 42%, în anul 2013, în urma introducerii unui număr de 2493 oferte inițiatore, s-au încheiat 866 contracte – de 3,5 ori mai mult decât în anul 2012-, reprezentând

cca. 35% din numărul intențiilor de tranzacționare, pentru ca în anul 2014 să fie introduse 3521 oferte inițiatore, din care s-au tranzacționat 1579 contracte, reprezentând cca. 45% din numărul intențiilor de tranzacționare.

În ultimii 4 ani, volumele raportate de Opcom SA, ca fiind tranzacționate pe PCCB în urma câștigării licitațiilor publice, au evoluat de la an la an, cu rate de creștere apropiate: de 2,6 ori mai mari în 2012 față de 2011, de 2,3 ori mai mari în 2013 față de 2012, respectiv de 1,82 ori în 2014 față de 2013, ajungându-se la o cantitate tranzacționată de 34,2 TWh în 2014. Prețul minim tranzacționat în anul 2014 a fost de 40 lei/MWh (și s-a atribuit pentru o cantitate cu profil de livrare la vârf pentru perioada ianuarie 2015-decembrie 2019 de la un producător fotovoltaic către un furnizor), în timp ce prețul maxim tranzacționat a fost de 210,95 lei/MWh (tot pentru un contract cu profilul de livrare la vârf, pe 3 luni, la începutul anului 2015). Și în anul 2014 s-au încheiat contracte pe perioade de livrare mai lungi de 1 an.

Lunile cu cele mai multe oferte inițiate pe PCCB - peste 430 - au fost februarie și decembrie 2014. Lunile cu cele mai mari volume tranzacționate au fost iulie și august (cca. 3,1 TWh lunar), octombrie și noiembrie (cca. 3,3 TWh lunar), pentru ca în luna decembrie să se atingă maximul de 3,5 TWh.

Producătorii cei mai activi din punct de vedere al introducerii de oferte inițiatore de vânzare cu preț minim și care au înregistrat cele mai mari volume de energie livrate ca urmare a contractelor încheiate pe PCCB și PCCB-NC în 2014, au fost CE Oltenia, Nuclearelectrica și Hidroelectrică, iar dintre furnizorii care au cumpărat pe contracte încheiate pe PCCB și PCCB-NC s-au remarcat Tinmar Ind, Electrica Furnizare, E.ON Energie România și Transenergo Com. Furnizorii Tinmar Ind, Alpiq RomIndustries și Transenergo Com au înregistrat cele mai mari vânzări de energie pe această piață, dar respectivele cantități au fost mai mici decât cele cumpărate.

Volumele livrate ca urmare a tranzacțiilor încheiate pe PCCB și PCCB-NC au crescut de peste 1,9 ori față de anul precedent, atingând o valoare fără precedent de la începutul tranzacționării pe această piață și până în prezent, de 35,94 TWh, reprezentând cca. 71% din consumul intern. Lunile cu livrările de cantități care au depășit 3,4 TWh lunar au fost cele din trimestrul IV 2014.

Prețul mediu anual înregistrat pe contractele încheiate pe PCCB și PCCB-NC aflate în livrare în anul 2014 a fost de 173,91 lei/MWh, cu 13% mai mare decât prețul mediu anual pe PZU (20 lei/MWh). Evoluția prețurilor medii lunare înregistrate pe această piață a înregistrat variații intervalul 170,05 lei/MWh (luna septembrie) - 177,29 lei/MWh (luna ianuarie). Prețul mediu anual înregistrat în anul 2014 a înregistrat o scădere cu 15% față de valoarea medie înregistrată în anul 2013.

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

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC reprezintă un cadru organizat la nivelul Opcom S.A. în scopul tranzacționării centralizate în regim concurențial pe baza unor contracte prestabilite de vânzare-cumpărare a energiei electrice și a unor liste de eligibilitate stabilite conform unor criterii proprii fiecărui participant. Tranzacționarea se face pe bază de instrumente-standard, utilizând contracte-cadru agreeate de părți înainte de tranzacționare; începând cu luna noiembrie 2014, în conformitate cu prevederile regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 49/2013, este obligatorie utilizarea contractelor tip EFET.

În cele 8 luni de funcționare, activitatea pe PC-OTC s-a intensificat de la lună la lună. Astfel, dacă la sfârșitul lunii mai 2014 erau înscriși 30 de participanți, până la sfârșitul anului se înscriseră 54. Pornind de la un număr de 19 tranzacții în luna mai 2014, participanții au ajuns în ultima lună a anului la un total de 254 tranzacții pentru livrări în bandă, vârf și gol.

Cantitatea tranzacționată lunar pe instrumentele standard disponibile (zi, week-end, săptămână, lună, trimestru, semestru, an) a crescut de la 76,5 GWh în luna mai, până la 1946 GWh în decembrie, cu un total tranzacționat la nivelul întregului an de 6223 GWh, din care 54,6% s-a tranzacționat pe instrumentul standard-an cu livrare în anul 2015.

Prețurile medii ponderate pe tranzacțiile din fiecare lună au variat în funcție de instrumentul utilizat și profilul de livrare între un minim de 50 lei/MWh (realizat pe o tranzacție în bandă pentru o zi de week-end în luna octombrie) și 267,5 lei/MWh (realizat pe o tranzacție sleeve la vârf pentru o zi de lucru în luna decembrie) cu valori medii ponderate lunare între 155,24 și 173 lei/MWh).

O parte din tranzacții a fost încheiată prin procedura de intermediere (tranzacții sleeve), iar în luna decembrie 2014 a fost identificată o tranzacție mai mare de 50 MW pe interval orar. Datele privind cantitățile tranzacționate și prețurile aferente au fost obținute din analiza rapoartelor lunare de supraveghere transmise de Opcom S.A. și se referă la tranzacțiile realizate în luna de raportare pentru perioade de livrare viitoare.

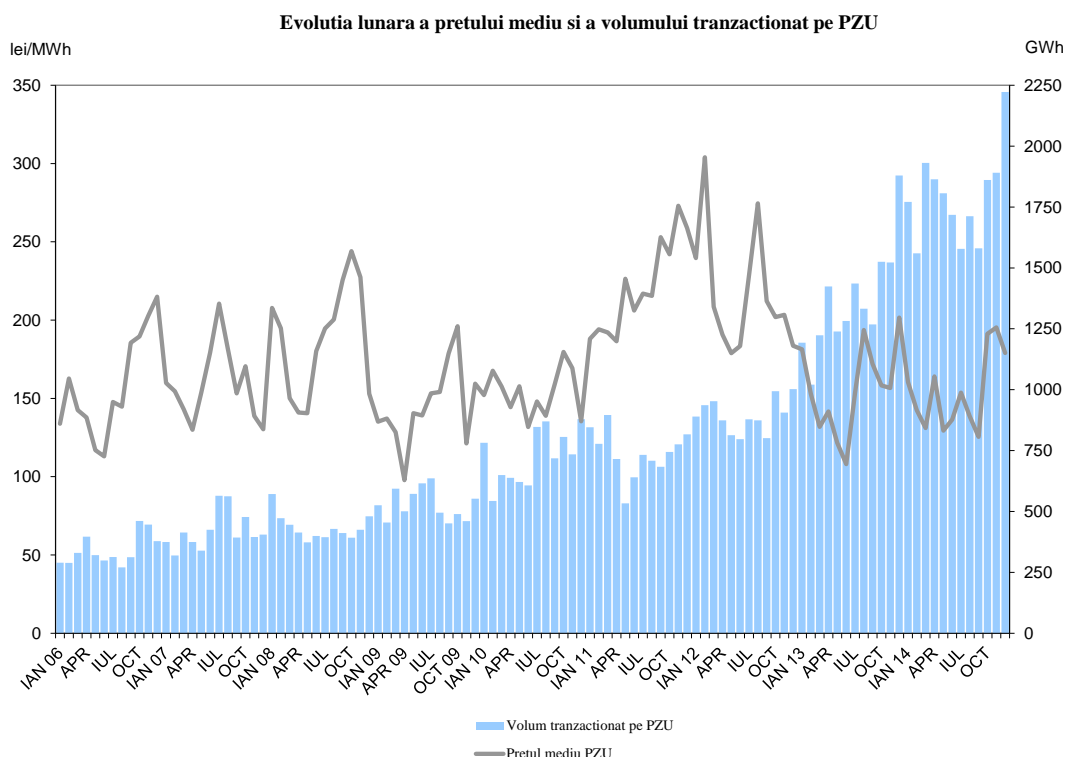
Cantitatea anuală livrată pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 1344 GWh, reprezentând 2,6% din consumul intern, la prețul mediu anual de 173,50 lei/MWh. Cantitățile lunare livrate au evoluat începând de la aproape 1 GWh (0,02% din consumul intern) în luna mai 2014, până la 504 GWh (cca. 11% din consumul intern) în luna decembrie 2014, cu prețuri medii lunare variind crescător de-a lungul anului de la 144,31 lei/MWh până la 181,21 lei/MWh în decembrie 2014. Cca. 54,3% din cantitatea tranzacționată a fost vândută de furnizori la prețul mediu anual de 173,88 lei/MWh și cca. 45,7% de producători cu prețul mediu anual de 173,06 lei/MWh. Datele privind cantitățile livrate și prețurile aferente au fost obținute pe baza raportărilor lunare ale participanților la PC-OTC și se referă la energia electrică efectiv livrată în luna de raportare.

Referitor la informațiile publicate pe site-ul www.opcom.ro, la capitolul *Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC*, este de remarcat transparența limitată a acestei piețe, concretizată în publicarea de date agregate, de sinteză și statistici, fără date/informații individuale privind ofertele și tranzacțiile fiecărui participant, în contrast cu detaliile de tranzacționare publicate pentru piața centralizată de contracte bilaterale cu cele două modalități de tranzacționare PCCB și PCCB-NC. Din informațiile cuprinse în rapoartele lunare de monitorizare transmise de Opcom S.A. se remarcă de asemenea numărul mare de tranzacții încheiate între participanții unor grupuri de companii și faptul că unele dintre acestea, inclusiv furnizori de ultimă instanță, încheie în exclusivitate contracte cu companiile înrudite din cadrul grupului lor.

Piața pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2014 a crescut cu cca. 32% față de volumul tranzacționat în anul 2013. Ponderea tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern, în 2014, a variat între 36% în luna februarie) și 46,3% (în luna aprilie). La nivel anual valorile sunt de cca 42%, în anul 2014, față de cca. 33% în 2013.

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor lunare de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 1% față de media anului 2013. În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2014.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

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 septembrie 2014 (125,43 lei/MWh), iar maximum, în luna noiembrie 2014 (195,34 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare înregistrate a fost în 2014 de 153,92 lei/MWh.

În data de 19 noiembrie 2014 a fost lansată cuplarea piețelor CZ-SK-HU-RO, integrând piețele de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România.

Funcționarea cuplată a piețelor pentru ziua următoare din cele 4 țări a condus la modificarea fluxurilor comerciale înregistrate pe granița România – Ungaria; se remarcă, astfel, intensificarea importului dinspre Ungaria și modificarea nesemnificativă a exportului spre Ungaria.

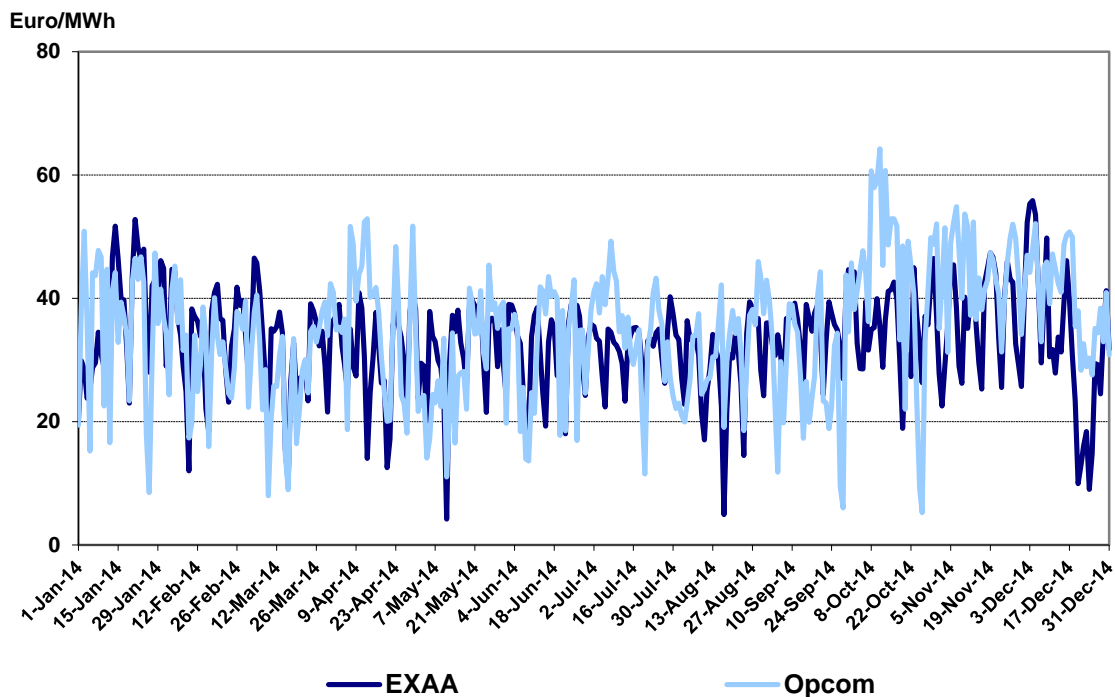
Rezultatele funcționării cuplate a PZU sunt influențate de valoarea ATC stabilită la licitațiile implicite pe fiecare direcție de tranzacționare. La export, de regulă, ATC este ocupat datorită alocărilor pe contractele pe termen lung și mediu, ceea ce conduce la valori reduse ale ATC stabilit la licitațiile implicite, cantitățile exportate prin mecanismul de cuplare devenind nesemnificative.

Se remarcă, de asemenea, faptul că disponibilizarea unor valori semnificative ale ATC la licitațiile implicite pe direcția import după aplicarea principiului de netting conduce la importuri mari de energie electrică în situația în care prețurile din piața internă sunt superioare celor din țările partenere în mecanism.

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

Din comparația prețului de închidere a PZU cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2014, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom S.A. au fost, cu excepția lunilor ianuarie, februarie și martie, mai mari decât cele de pe EXAA.

PRETURI SPOT MEDII ZILNICE ANUL 2014



Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de EXAA

Piața intrazilnică – PI

Componentă a pieței angro, piața intrazilnică reprezintă cadrul centralizat de tranzacționare a energiei electrice organizat la nivelul operatorului pieței de energie electrică, Opcom SA, care este și contraparte și a fost creat atât în scopul ajustării portofoliului de contracte la posibilitățile de producere, necesarul de consum și tranzacțiile transfrontaliere, cât și pentru reducerea posibilelor dezechilibre. Răspunzând principiilor de nediscriminare, transparență, caracter public și centralizat, piața intrazilnică este o piață voluntară care oferă participanților instrumente-standard de tranzacționare, pentru care pot introduce oferte de vânzare și/sau cumpărare după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până aproape de ora începerii livrării energiei electrice. Pe această piață tranzacțiile orare sunt ferme, independente și au la bază anonimizarea participanților.

Cu toate că este încă insuficient utilizată de participanții la piață, piața intrazilnică a cunoscut o evoluție pozitivă față de anul precedent în ceea ce privesc volumele lunare tranzacționate, ajungând ca la sfârșitul anului să se înregistreze un volum total de 64 GWh, de cca. 4,5 ori mai mare decât cel în 2013.

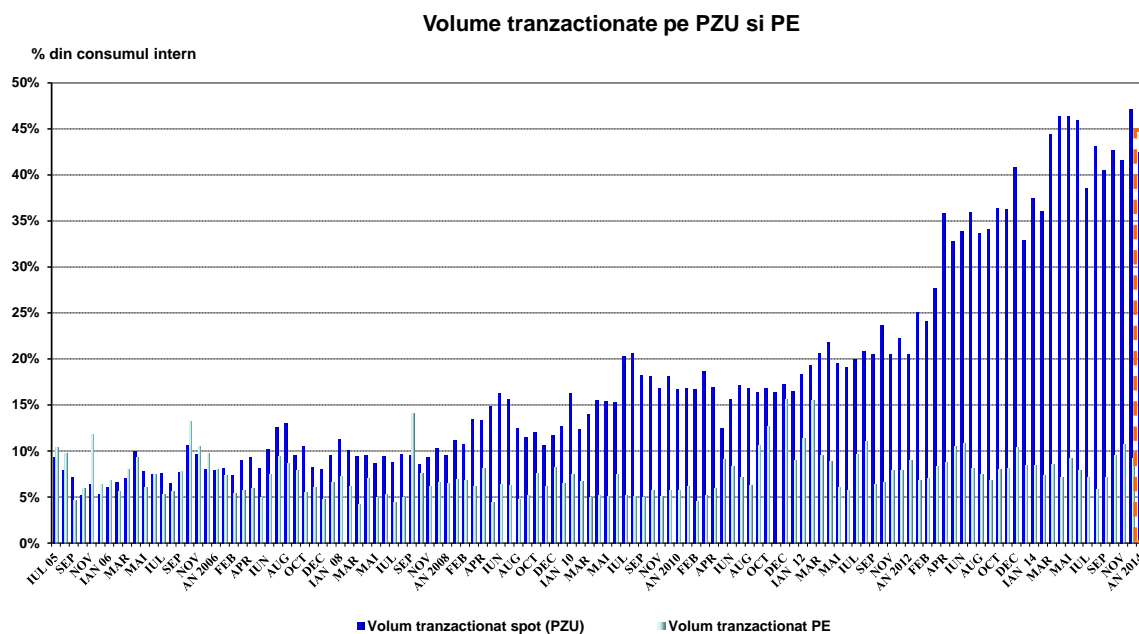
Cu un număr de 97 de titulari de licență care au semnat convenția de participare la piața intrazilnică, gradul lunar de participare (numărul participanților care au introdus oferte din totalul celor înscriși) a variat în acest an între 25% (lunile februarie, iunie și august 2014) și 34% (atins în luna martie 2014).

Piața de echilibrare – PE

În luna decembrie 2014 pe această piață operau 116 producători și erau înregistrate 100 PRE. Creșterea substanțială a numărului de producători a fost determinată de demararea procesului de calificare ca și unitati dispecerizabile a grupurilor generatoare cu putere instalată mai mare de 5 MW, pe bază de surse regenerabile.

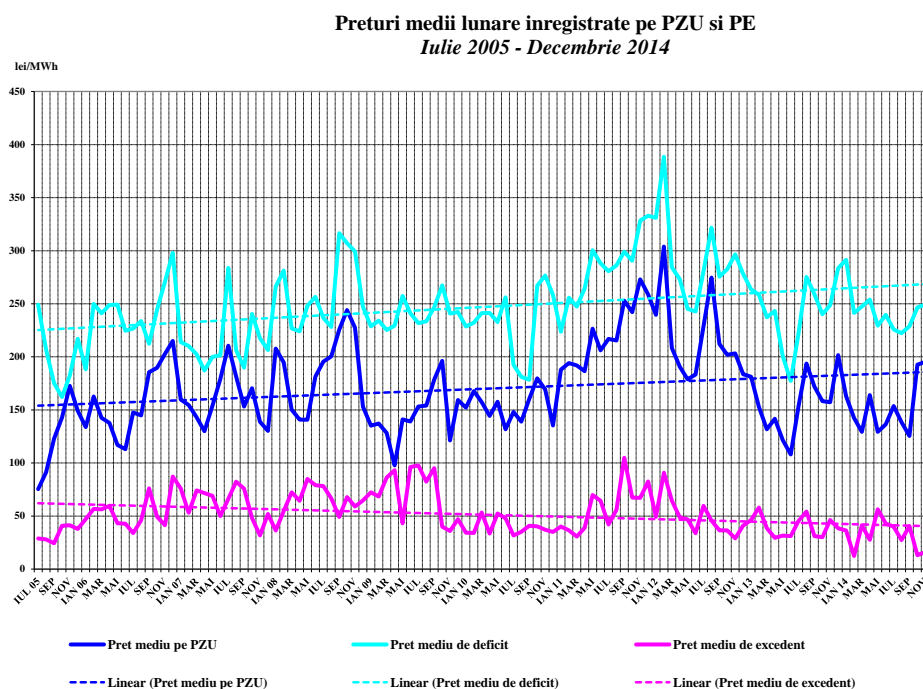
Volumul total tranzacționat pe PE în 2014 este apropiat celui înregistrat în anul 2013 (creștere de cca. 0,08%).

Valoarea lunară s-a situat constant mult sub cea tranzacționată pe PZU, așa cum rezultă din graficul următor; relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2014 este, în general, corectă.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Graficul următor prezintă evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2014. Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2014 au fost de 243,35 lei/MWh, pentru prețul de deficit (cu cca 0,4% mai mare decât cel înregistrat în anul 2013) și de 30,77 lei/MWh, pentru prețul de excedent (cu cca 23,2% mai mic comparativ cu anul anterior). Se menționează faptul că valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM SA

În anul 2014, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și decontarea dezechilibrelor PRE a avut în unele luni semnificația unui cost, iar în altele a unui venit (în lunile ianuarie, februarie, aprilie, iulie august și septembrie), valoarea cumulată pe întreaga perioadă fiind un cost de 10,73 mil lei, cu 42,4% mai mică decât valoarea înregistrată în anul 2013.

Din rapoartele de monitorizare transmise de OTS rezultă că în anul 2014 au fost înregistrate intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și centralelor electrice fotovoltaice înscrise ca unități dispecerizabile la PE. Motivul a fost, de fiecare dată, echilibrarea balanței producție–consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj. Informațiile referitoare la reducerile dispuse au fost publicate pe site-ul www.transelectrica.ro la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), punctul 21 din tabel.

În anul 2014, C.N. Transelectrica S.A. a identificat trei participanți 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. Aceștia sunt Hidroelectrică, Romgaz și CE Oltenia, iar datele sunt publicate pe site-ul www.transelectrica.ro la adresa [Transparență/Echilibrare și STS](#), pct. 19 din tabel.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În vederea asigurării siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național, a fost organizată piața de servicii tehnologice de sistem (STS), prin intermediul căreia operatorul de transport și sistem C.N. Transelectrica S.A. contractează STS destinate reglajului secundar și respectiv rezervele terțiare rapidă și lentă, în conformitate cu normele ENTSO-E, cu prevederile *Codului tehnic al rețelei electrice de transport* și ale *Codului comercial al pieței angro de energie electrică*.

În anul 2014, ca urmare a aplicării cadrului legal în vigoare (prevederile HG nr. 138/2013 cu modificările din HG nr. 941/2014) și a cadrului de reglementare aferent, cantitățile de STS au fost contractate atât reglementat, pe bază de Decizii ale ANRE, cât și în urma organizării de sesiuni de licitații pe diferite orizonturi de timp.

Participanții care dețin o licență de producere, dețin unități dispecerizabile calificate de C.N. Transelectrica S.A. pentru serviciul pe care-l oferă, sunt înscrși la piața de echilibrare și fac parte dintr-un PRE se pot înscrie la licitațiile pentru achiziția STS și pot face oferte pe portofoliul de unități dacă au un cod EIC. Producătorii-furnizorii de STS au obligația contractuală să ofere pe piața de echilibrare, în fiecare interval orar, energia de reglaj aferentă cantităților de STS contractate, caz în care se consideră că respectivele cantități au fost realizate. Acestea se plătesc de către C.N. Transelectrica S.A. la prețul de contract, în timp ce pentru cele nerealizate, furnizorii de STS sunt cei care plătesc către C.N. Transelectrica S.A. o penalizare la un preț dublu față de prețul din contract.

În anul 2014, furnizorii de STS au fost Hidroelectrică, CE Oltenia, CE Hunedoara, OMV Petrom, Electrocentrale București, Romgaz, Electrocentrale Galați, Dalkia Termo Prahova și Electro Energy Sud. Aceștia au participat la piața de STS atât pe componenta reglementată, încheind contracte bilaterale în baza cantităților și prețurilor reglementate stabilite prin Decizii ANRE, cât și pe componenta concurențială, având contracte cu cantități și prețuri rezultate în urma licitațiilor lunare și săptămânale organizate de C.N. Transelectrica S.A..

La nivelul anului, achiziția de cantități destinate rezervei de reglaj secundar și respectiv de reglaj terțiar lent a fost mai mare cu 14% respectiv 23% față de anul anterior, în timp ce pentru rezerva de reglaj terțiar rapid cantitatea totală achiziționată de C.N. Transelectrica S.A. s-a diminuat cu 8%.

Dacă în 2013, rezerva pentru reglajul secundar și cel terțiar rapid s-a achiziționat în proporție de 99% respectiv 100% pe componenta reglementată, iar pentru rezerva de reglaj terțiar lent

doar 19% a fost realizată prin licitație, situația în anul 2014 a fost diferită: achiziția prin licitație a fost preponderentă pentru RTR (88% din total achiziție pe respectivul tip de rezervă) și în cazul RS (54%), cantitățile stabilite prin decizii neacoperind necesarul estimat de UNO-DEN. În cazul rezervei de RTL însă, cantitățile reglementate au acoperit necesarul de reglaj estimat de C.N. Transelectrica SA, nefiind necesare licitațiile.

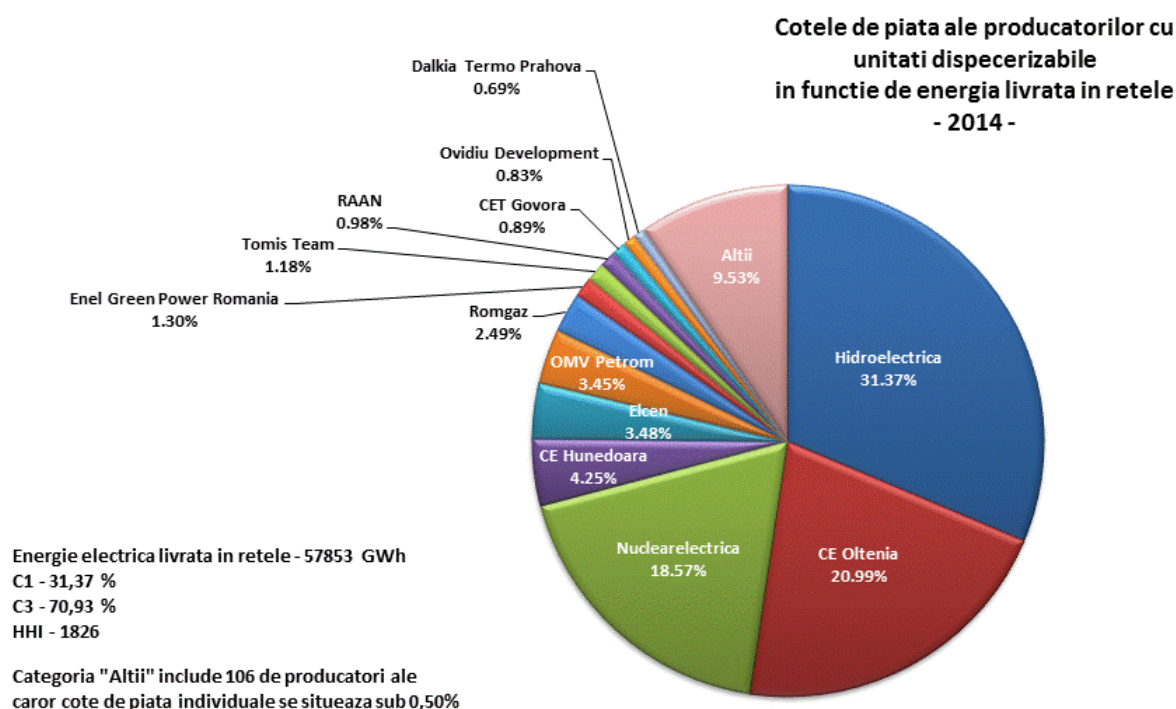
Dacă în primul semestru din 2014 se constată realizarea unui grad total de acoperire prin contracte bilaterale variind între 69,26% și 100,63% față de necesarul stabilit, în cel de-al doilea semestru gradul de acoperire a depășit în fiecare lună valorile considerate necesare pentru buna funcționare a SEN. De remarcat este și faptul că, în cazul RTL, respectivul indicator a depășit pragul de 100% în toate lunile din 2014, variind în intervalul 102,51%-115,28% acoperire prin contracte reglementate.

Dacă în primele 6 luni din 2014, tarifele reglementate pentru cele 3 tipuri de rezerve au rămas la același nivel cu cele din anul 2013 pentru toți furnizorii de STS, începând cu luna iulie 2014, tarifele au fost reglementate la nivele diferite, depinzând de tehnologia de producere utilizată. Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor au variat de la lună la lună în jurul valorii de 63 lei/h*MW în cazul rezervei de reglaj secundar și în intervalul 29,86-31,75 lei/h*MW pentru achiziția rezervei de reglaj terțiar rapid.

Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică

Producere

În figura următoare sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor deținători de unități dispecerizabile în anul 2014, în funcție de energia electrică livrată în RET.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale din perioada 2004–2014, ale indicatorilor de structură C1 (cota de piață a celui mai mare producător participant la piață) și indicele HHI, ambele determinate pe baza energiei electrice livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile. Valorile prezentate iau în considerare structura existentă

la nivel de societăți cu personalitate juridică distinctă, neținând seama de participațiile deținute de unii operatori economici în acționariatul altora.

An	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1641
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914
2013	28%	1759
2014	31%	1826

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică

Valoarea indicelui HHI pentru anul 2014 a fost de 1826. Cota de piață anuală a celui mai important producător a fost de 31,37%, deținută de producătorul hidro, care s-a situat și anul trecut pe primul loc în ceea ce privește energia introdusă în rețele.

Valoarea indicatorului de concentrare C3 a fost în anul 2014 de 70,93%, superioară celei din 2013, cu toate că în acest an baza de monitorizare s-a mărit prin includerea producătorilor din surse neconvenționale cu puteri instalate între 5-20 MW.

După cum se constată, valorile indicatorilor C3 și HHI corespunzătoare producerii de energie electrică din România depășesc ușor limitele care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat, așa cum sunt acestea stabilite de literatura de specialitate.

Piața pentru ziua următoare

Indicatorul de concentrare HHI a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 433-716); pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică în primele 4 luni și ultima lună a anului, cu valori lunare ale HHI în domeniul 676-812, iar în perioada mai-noiembrie 2014, se înregistrează o piață moderat concentrată, cu excepția lunii august, când s-a înregistrat o valoare a HHI de 2516.

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, modalitatea de tranzacționare prin licitație publică (PCCB), indicatorii de concentrare au fost calculați de Opcom SA, operatorul respectivei piețe, pe baza ofertelor inițiate de vânzare/cumpărare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare. Aceștia sunt prezentați în dinamică pentru perioada 2005-2014:

Indicatori de concentrare pe PCCB pe baza volumelor din tranzacțiile încheiate anual

Anul	Vânzare		Cumpărare	
	C3 [%]	C1 [%]	C3 [%]	C1 [%]
2005	99,68	57,61	93,33	43,21
2006	82,77	38,30	46,58	16,15
2007	87,55	35,21	32,52	11,27
2008	95,32	36,51	25,00	9,85

2009	98,28	51,34	66,58	35,93
2010	98,80	45,22	76,87	45,22
2011	83,47	41,79	45,77	17,73
2012	94,05	59,14	44,58	22,29
2013	61,43	30,73	36,08	17,25
2014	63,25	22,60	45,62	16,56

Sursa: date și prelucrări OPCOM SA

În anul 2014, se constată nivele scăzute ale gradului de concentrare atât la vânzare cât și la cumpărare. Cota de piață a participantului care a tranzacționat cel mai mult a fost, în ambele cazuri, mai mică decât în anul precedent. În condițiile de piață determinate de prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, în care este posibilă încheierea de contracte numai în mod transparent și nediscriminatoriu, pe piața centralizată organizată la Opcom SA, marea majoritate a participanților la piața angro au activat pe această modalitate de tranzacționare, ajungându-se ca la sfârșitul anului 2014 să se atingă numărul record de 588 participanți, cu peste 50% mai mulți decât în anul precedent.

Piața de echilibrare – PE

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative anuale pentru perioada 2006 - 2014 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%	61%	59%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%	58%	58%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%	67%	58%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%	47%	70%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%	39%	61%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	46%	37%	63%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815	4700	3495
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665	4423	3396
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250	4841	3400
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926	3202	4836
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375	2777	3759
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446	2470	3959

Sursa: Raportările lunare ale C.N. TRANSELECTRICA S.A.

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2014 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În cele ce urmează sunt prezentați indicatorii de concentrare care caracterizează piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2014, indicatori care au la bază informațiile transmise de C.N. Transelectrica S.A. și respectiv producătorii calificați pentru acest tip de serviciu.

Anul 2014		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	1.662.940	700.800	6.465.380
	C1 (%)	76,5	75,0	51,4
	C3 (%)	100	100	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	1.945.010	5.091.691	-
	C1 (%)	88,2	86,3	-
	C3 (%)	97,0	95,7	-
	HHI	7822	7497	-

Sursa: Raportările lunare ale C.N. TRANSELECTRICA S.A.

La nivelul anului 2014 este de remarcă gradul ridicat de concentrare pe toate cele 3 tipuri de rezerve achiziționate de C.N. Transelectrica SA, atât pe componenta reglementată, cât și pe cea de licitație. Astfel, pe parcursul anului, producătorii din surse termo CE Oltenia și CE Hunedoara au primit cantități reglementate pe toate cele 3 tipuri de rezervă, la cea secundară asigurând reglementat o cotă-parte și producătorul Hidroelectrică.

Se remarcă faptul că cea mai mare parte a cantităților achiziționate pentru rezervele de reglaj secundar și de terțiar rapid pe componenta concurențială au fost puse la dispoziție de producătorul hidro, iar diferența a fost asigurată de un număr de 6 producători cu cote de piață între 0,3%-4,6% pe rezerva secundară și respectiv 9 producători cu cote de piață în intervalul 0,1-6,8% pe RTR.

3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

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

În anul 2014 pe piața cu amănuntul au activat 87 de furnizori, dintre care 19 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați.

Pe piața reglementată au acționat cinci furnizori implicați – unul, proprietate majoritară de stat și patru cu acționariat majoritar privat. Energia furnizată acestora, inclusiv CPC, a fost de aproximativ 15213 GWh, înregistrând o scădere de 20% față de anul 2013, în condițiile creșterii consumului final total cu cca. 1,5% față de același an 2013.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la clienți finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2014, din datele prezentate în tabelul de mai jos se constată următoarele:

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2014 a crescut cu 1,5% față de 2013;
- menținerea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final în anul 2014 față de anul 2013;
- creșterea consumului clienților noncasnici care și-au schimbat furnizorul cu cca 18% în anul 2014 față de anul 2013 și a ponderii acestuia în consumul final cu cca 9% în

anul 2014 față de anul 2013;

- scăderea consumului clienților noncasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 51% în anul 2014 față de anul 2013, precum și scăderea ponderii acestuia în consumul final cu cca. 9%.

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Clienți alimentați în regim reglementat	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20779	45%	18966	43%	15213	34%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	11987	26%	11670	27%	11626	26%
Noncasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8792	19%	7296	17%	3587	8%
Clienți alimentați în regim concurențial	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%
Casnici														
Noncasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	24805	57%	29235	66%
Consum final total	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45884	100%	43771	100%	44448	100%

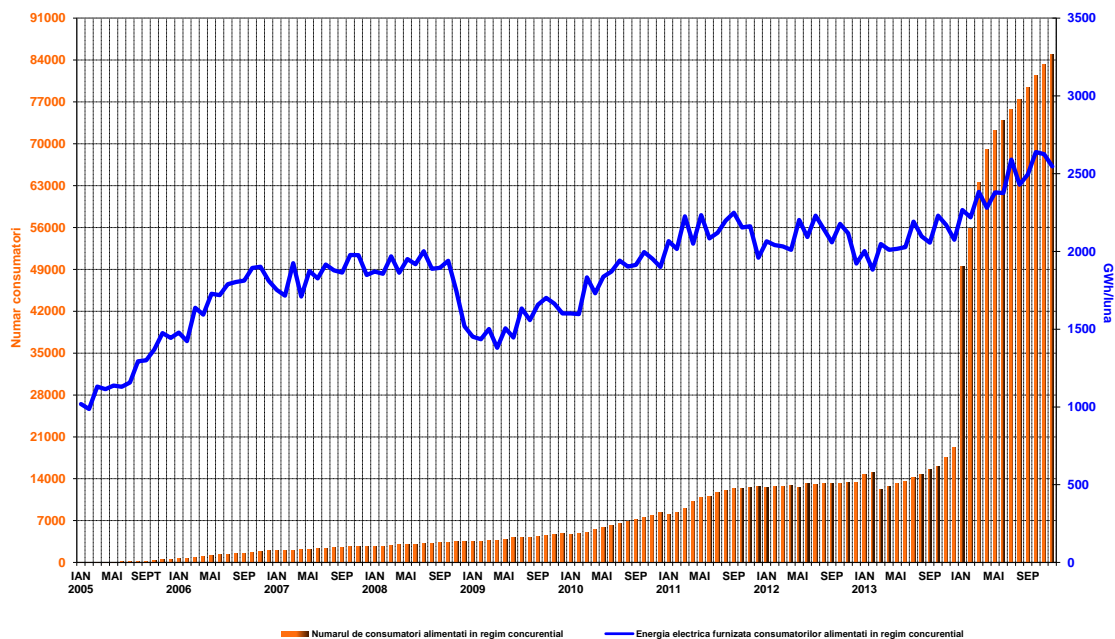
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Notă: cantitățile de energie electrică furnizate clienților alimentați în regim reglementat în anii 2012, 2013 și 2014 includ și componentele CPC și de ultimă instanță

În decembrie 2014, pe piața concurențială erau prezenți **84933 clienți noncasnici**, energia electrică furnizată acestei categorii de clienți în anul 2014 fiind de 29235 GWh, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 18%.

Evoluția numărului de clienți cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentată grafic de la începutul procesului de deschidere a pieței în figura următoare. După cum se constată, **numărul de clienți care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică în anul 2014, ca urmare a evoluției procesului de dereglementare a clienților noncasnici**. Energia electrică furnizată acestora a variat de la o lună la alta, înregistrându-se valori mai mari sau egale cu 2200 GWh. Începând cu luna ianuarie 2011, energia electrică furnizată include și cantitatea de energie electrică autofurnizată la alte locuri de consum de producătorii dispecerizabili ale căror cantități autofurnizate au depășit 200 GWh în anul anterior.

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Valorile **indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul** în perioada 2004-2014 prezentate în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestora, în sensul scăderii concentrării. Anul 2014 se caracterizează printr-o piață neconcentrată, determinată de numărul mare de furnizori care au concurat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

Anul	C1	HHI
2004	62%	4323
2005	39%	1930
2006	20%	885
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557

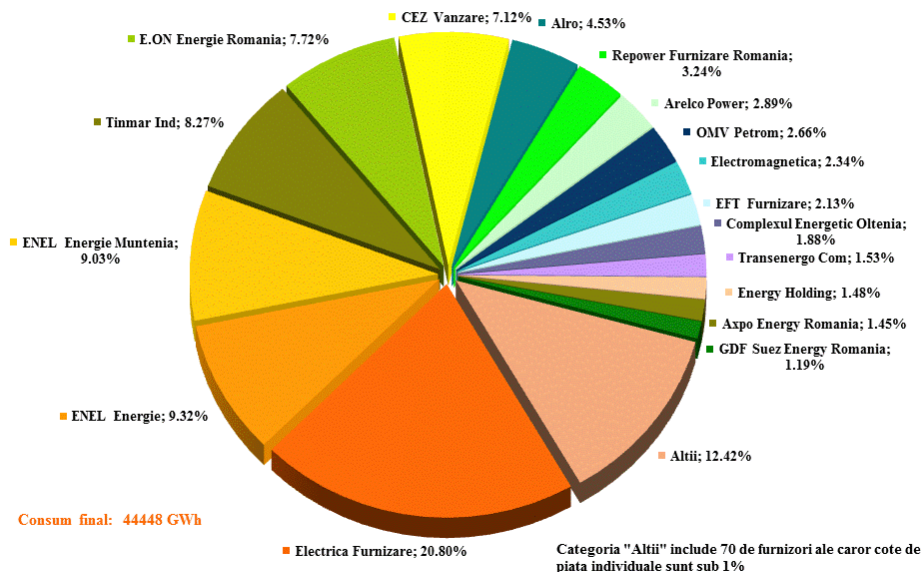
Deși pe ansamblul pieței cu amănuntul concurențiale indicatorii arată o piață neconcentrată, la nivelul segmentelor pieței concurențiale cu amănuntul pe categorii de consum se constată o piață neconcentrată numai pentru categoriile IC, ID și IF; categoriile IB, IE și Alții au un nivel moderat de concentrare, iar categoria IA are un nivel ridicat de concentrare

Indicatori - an 2014	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	38	25	22	17	27	17	21	13
C3 - % -	72	55	41	35	43	39	48	31
HHI	2187	1293	900	712	1081	928	1116	557
Consum - GWh -	339.0	2937	3342	7367	3916	2165	9169	29235
NR. FURNIZORI	55	76	68	61	28	17	19	87
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	3	4	2	5
nr. furnizori concurențiali	39	57	51	49	21	12	11	63
nr. producatori	11	14	12	7	4	1	6	19

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

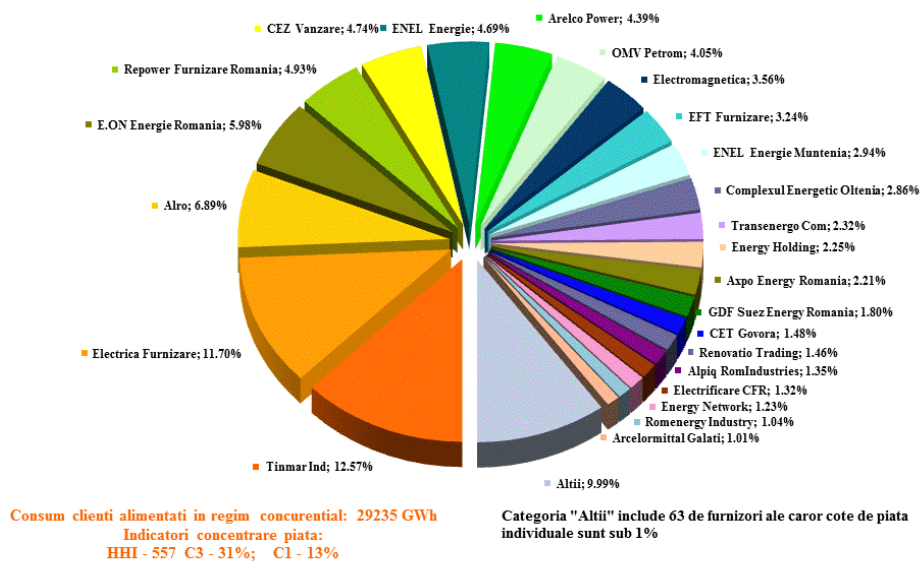
În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor pe total piață cu amănuntul de energie electrică (primul grafic) și respectiv pe piața concurențială cu amănuntul (cel de-al doilea grafic), corespunzătoare anului 2014.

Cote de piata ale furnizorilor de energie electrică pentru clientii finali
IANUARIE - DECEMBRIE 2014



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

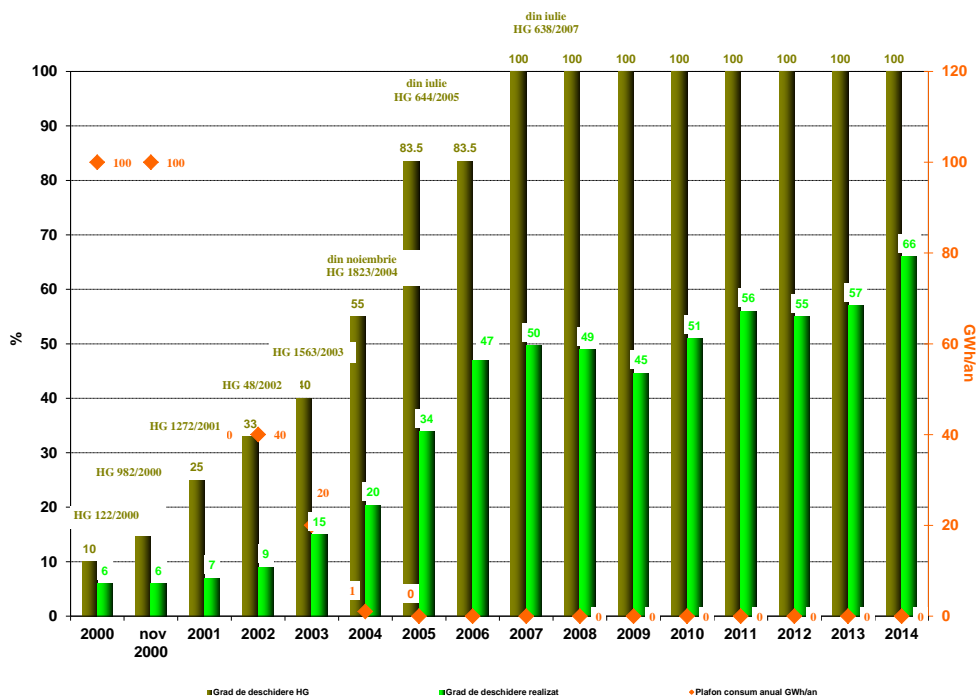
Cote de piata ale furnizorilor pe piata concurentiala
IANUARIE - DECEMBRIE 2014



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

În anul 2014 se remarcă o creștere cu nouă puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2013, care a ajuns la cca 66% din consumul final total. Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor:

Evoluția deschiderii pieței de energie electrică



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2014, prezentată în tabelul următor este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2014 și în funcție de energia furnizată respectivelor locuri de consum. Se menționează faptul că autoconsumul celor mai mari consumatori industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali, nu este inclus.

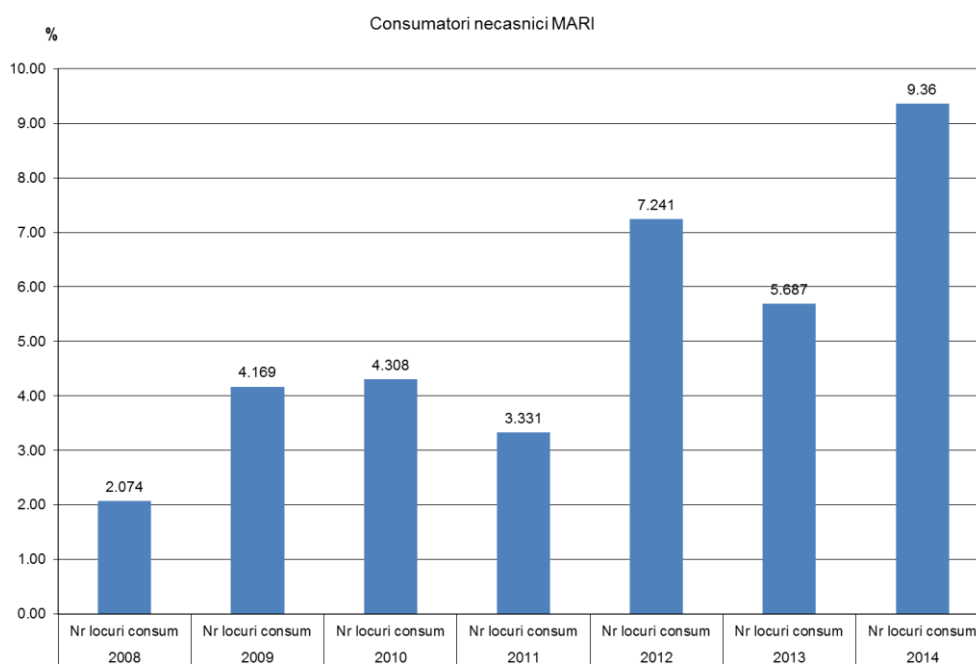
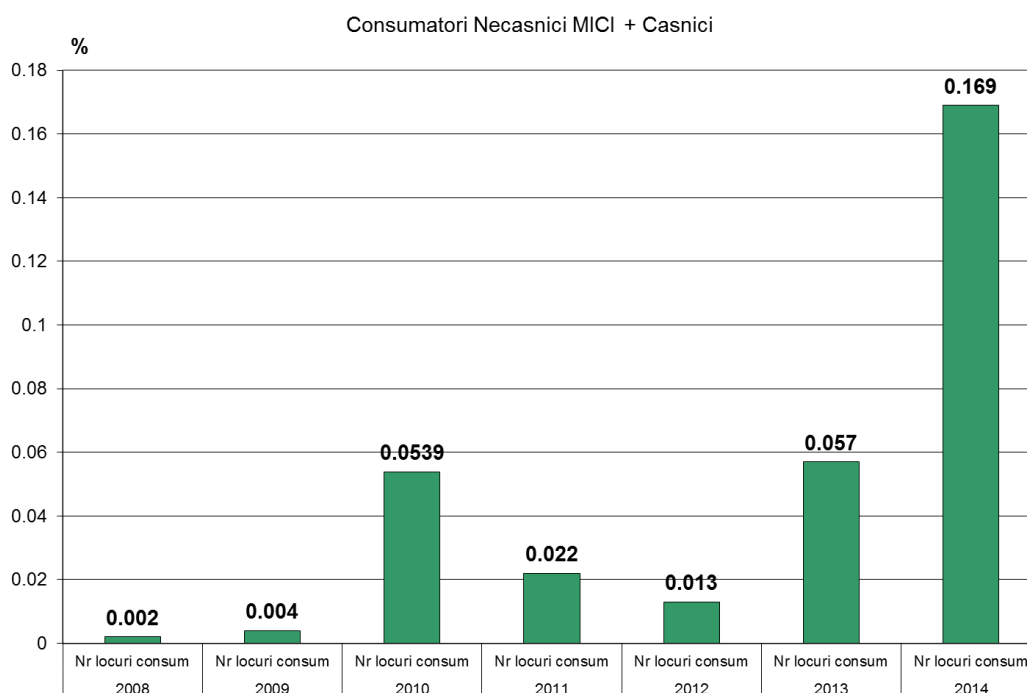
Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%)	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,169	5,950
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	9,360	13,351
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	12,481	20,554
4.	TOTAL PAM	0,203	12,534

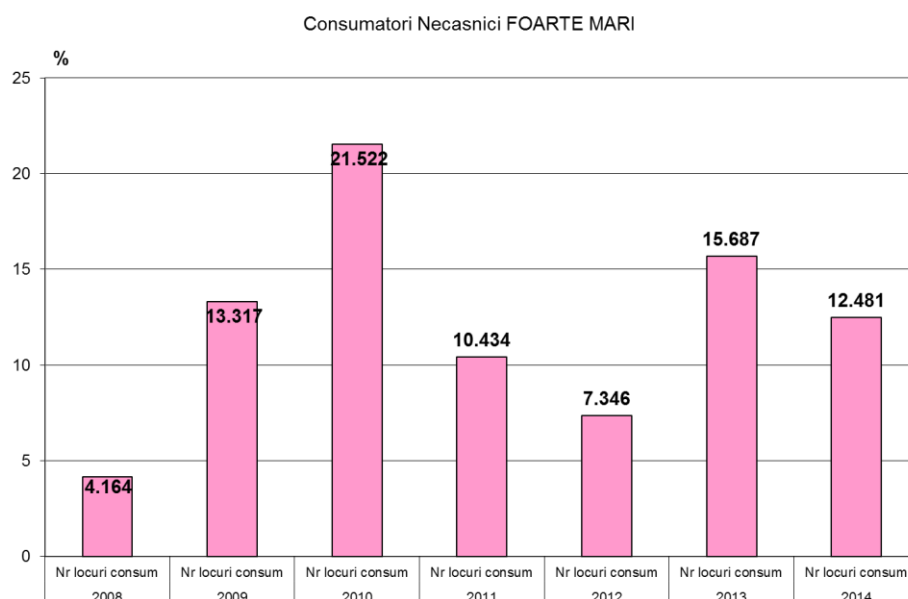
Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat creșteri mari în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a fost reluată; se remarcă creșterile semnificative înregistrate de indicatorul pentru categoria necasnici mici și casnici ca urmare a procesului de dereglementare asumat de România.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a crescut de patru ori comparativ cu valorile rezultate anul trecut pentru categoria necasnici mici și casnici. Se remarcă migrarea consumatorilor de la un furnizor la

altul la toate categoriile de consumatori. Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2014, este prezentată mai jos:





Tabelul următor cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5%, precum și indicatorii de concentrare a pieței pentru fiecare categorie de consumatori finali, în anul 2014.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, iar energia furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor nu include autoconsumul consumatorilor industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali.

Nr. crt.	Tip consumator	Nr. furnizori cu cote peste 5%	C1 (%)	C3 (%)	HHI
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	5	33	78	2445
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	27	55	1264
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	13	29	590
4.	TOTAL PAM	5	22	49	1096

Sursa: date furnizori

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2014 indică:

- piață neconcentrată pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici foarte mari;
- un nivel de concentrare moderată și pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzătoare consumatorilor necasnici mari și pe ansamblul pieței cu amănuntul;
- piață cu concentrare mare pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

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

Tabelul următor prezintă prețurile medii de vânzare a energiei electrice realizate pentru fiecare categorie de clienți noncasnici alimentați în regim concurențial. Se constată că prețul mediu a scăzut față de anul 2013, când avea valoarea de 297,34 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	338,995	412.57
IB	2,937,251	396.68
IC	3,342,258	336.89
ID	7,366,898	310.72
IE	3,916,183	275.21
IF	2,164,892	254.38
Altii	9,168,695	221.97
Total	29,235,173	286.87

Prețul mediu de vânzare a rezultat din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorului din vânzările către o anumită categorie de consumatori (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate: transport T_G , transport T_L , servicii de sistem, distribuție, decontare piață, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare), la cantitatea totală de energie electrică vândută respectivei categorii. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Încadrarea consumatorilor în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei 2008/92/EC. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

Categoriile consumatorilor necasnici	Consum anual cuprins în intervalul (MWh):	
Banda - IA		<20
Banda - IB	20	<500
Banda - IC	500	<2000
Banda - ID	2000	<20000
Banda - IE	20000	<70000
Banda - IF	70000	<=150000
Altii	>150000	

Tarife reglementate pentru clienții casnici

Începând cu 01.01.2014, conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali non-casnici care nu au uzat de eligibilitate devine 100 % din consumul lor. În aceste condiții, din anul 2014 nu au mai fost aprobate prețuri reglementate pentru achiziția de energie electrică aferente clienților non-casnici.

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013, tarifele reglementate de energie electrică aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2014 au fost menținute la valorile aprobate prin Ordinul ANRE nr. 40/2013.

Calculul efectuat pentru stabilirea prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2014 au avut la bază:

- cantitățile și prețurile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică în anul 2014, dintre fiecare FUI și producătorii S.C. Hidroelectrică S.A și S.N. Nuclearelectrică S.A., stabilite prin Deciziile ANRE nr. 3905 și 3906 din 20.12.2013;
- veniturile și costurile FUI din anul 2013 (realizate în perioada ianuarie - august 2013 și estimate în perioada septembrie - decembrie 2013), respectiv pierderea/profitul estimat în anul 2013 pe zona de furnizare la tarife reglementate;
- corecțiile aferente recuperării contravalorii certificatelor verzi incluse în tarifele reglementate în perioada 26 iulie - 31 decembrie 2012 (după data de intrare în vigoare a prevederilor Legii nr. 134/2012 privind facturarea separată a costurilor cu certificatele verzi) și compensării pierderilor datorate activării clauzei de forță majoră din contractele reglementate cu S.C. Hidroelectrică S.A. în anul 2012.

Calcululele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2014, pentru semestrul II 2014, din următoarele considerente:

- ajustarea în semestrul II 2014 a prețurilor din contractele reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică dintre fiecare FUI și producătorii S.C. Hidroelectrică S.A și S.N. Nuclearelectrică S.A., prin Deciziile ANRE nr. 1408 și 1409 din 18.06.2014;
- ajustarea în semestrul II 2014 a tarifului de transport și a tarifului de servicii de sistem;
- intrarea, la data de 1 iulie 2014, într-o nouă etapă din calendarul de eliminare a tarifelor reglementate (prin creșterea cu încă 10 % a gradului de dereglementare la clienții casnici, față de semestrul I 2014).

Prin aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 82/2013, a rezultat necesitatea majorării cu 1,89 % a tarifelor reglementate în vigoare. Ca urmare, prin Ordinul ANRE nr. 57 din 26 iunie 2014 au fost aprobate noile valori ale tarifelor reglementate de energie electrică aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.07.2014.

La sfârșitul anului 2014 au fost aprobate tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2015 (Ordinul ANRE nr. 157 din 15 decembrie 2014). În urma calcululelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2015, a rezultat necesitatea majorării cu 2,25 % a tarifelor reglementate în vigoare.

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 2014 au fost parcurse etapele 6 și 7 de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 100 % din consumul clienților non-casnici și 20 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 6 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2014 - 30.06.2014);
- 100 % din consumul clienților non-casnici și 30 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 7 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2014 - 31.12.2014).

În baza *Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la clienții finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 82/2013, au fost avizate valorile tarifelor CPC astfel:

- pentru etapa 6 de eliminare a tarifelor reglementate:

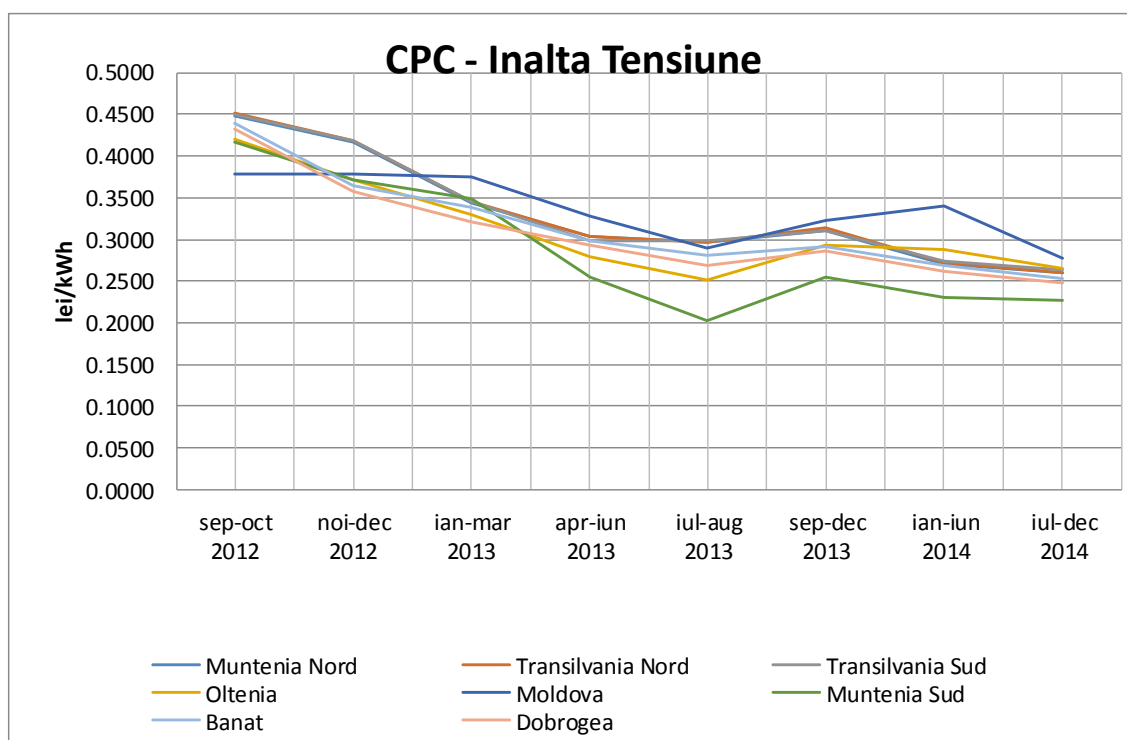
FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2014 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 60/20.12.2013)			
-Muntenia Nord	0,2711	0,3153	0,4582
-Transilvania Nord	0,2716	0,3182	0,4297
-Transilvania Sud	0,2734	0,3204	0,4447

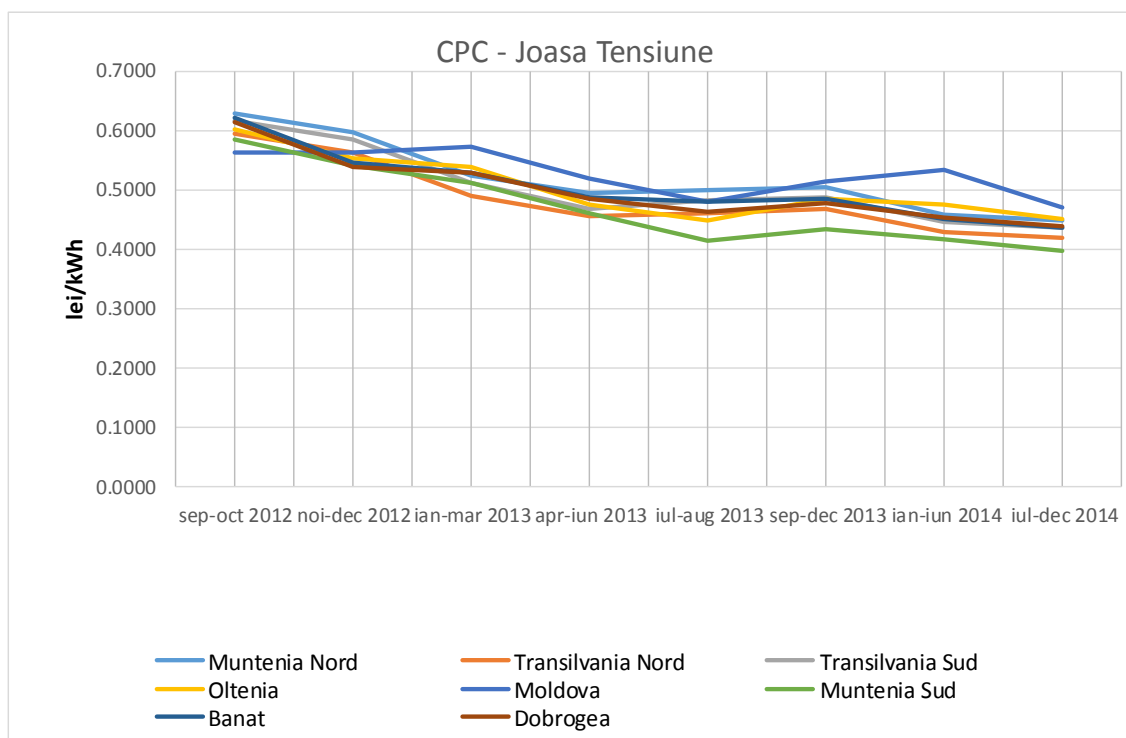
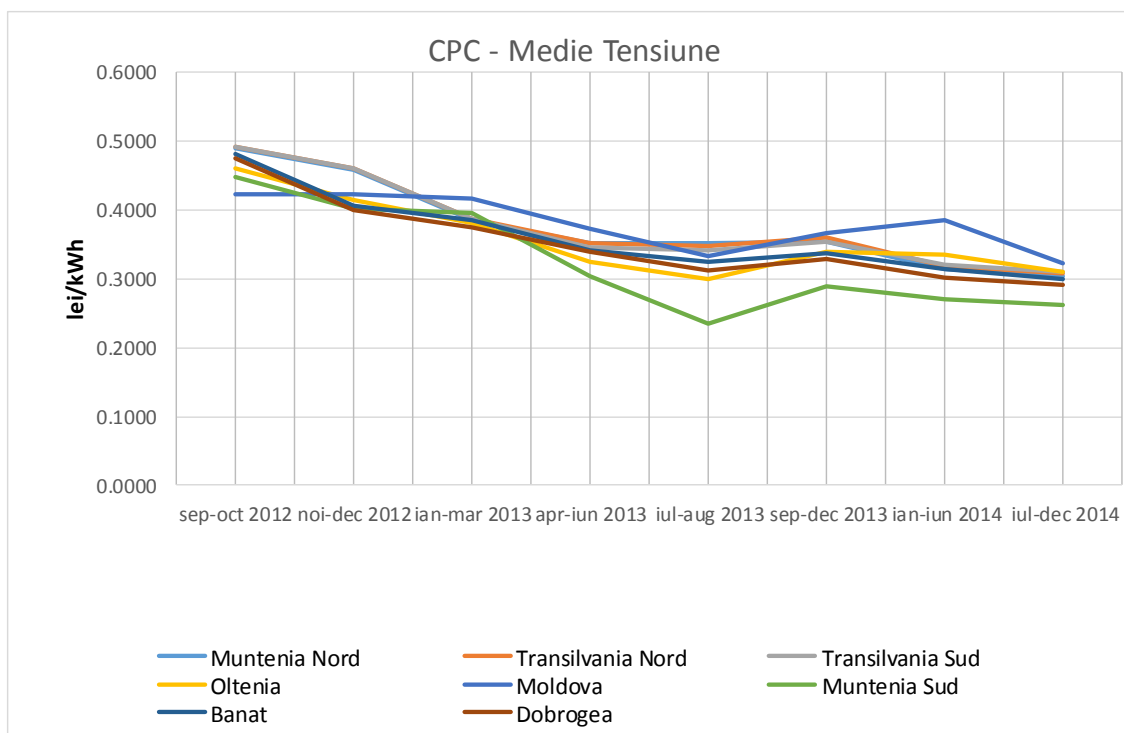
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 57/20.12.2013)	0,2885	0,3349	0,4750
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 56/20.12.2013)	0,3395	0,3858	0,5332
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 59/20.12.2013)	0,2301	0,2698	0,4160
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 58/20.12.2013)			
- zona Banat	0,2683	0,3150	0,4517
- zona Dobrogea	0,2609	0,3026	0,4530

- pentru etapa 7 de eliminare a tarifelor reglementate:

FUI	Tarife CPC iulie – decembrie 2014 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 36/26.06.2014)			
-Muntenia Nord	0,2603	0,3045	0,4474
-Transilvania Nord	0,2608	0,3075	0,4189
-Transilvania Sud	0,2640	0,3110	0,4353
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 39/26.06.2014)	0,2650	0,3114	0,4515
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 38 / 26.06.2014)	0,2776	0,3238	0,4712
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 37 / 26.06.2014)	0,2266	0,2628	0,3969
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 35/26.06.2014)			
- zona Banat	0,2538	0,2999	0,4366
- zona Dobrogea	0,2482	0,2923	0,4378

Evoluția tarifelor CPC este prezentată în graficele de mai jos:





Situația **prețurilor medii ale energiei electrice facturate clienților casnici, respectiv non-casnici** în anul 2013 și în anul 2014 este următoarea:

	Clienți casnici		Clienți non-casnici	
	Pret	Tarif servicii	Pret	Tarif servicii
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
an 2013	581,31	232,74	534,42	134,35
an 2014	575,07	234,66	455,35	138,77

Prețul cuprinde achiziția de energie, serviciul de furnizare, tarifele de servicii, TVA, acciza, contribuția pentru cogenerare și valoarea certificatelor verzi, iar tariful de servicii este prețul mediu aferent serviciilor de transport, distribuție, servicii de sistem și administrare piață de energie electrică.

3.3. Securitatea alimentării cu energie

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

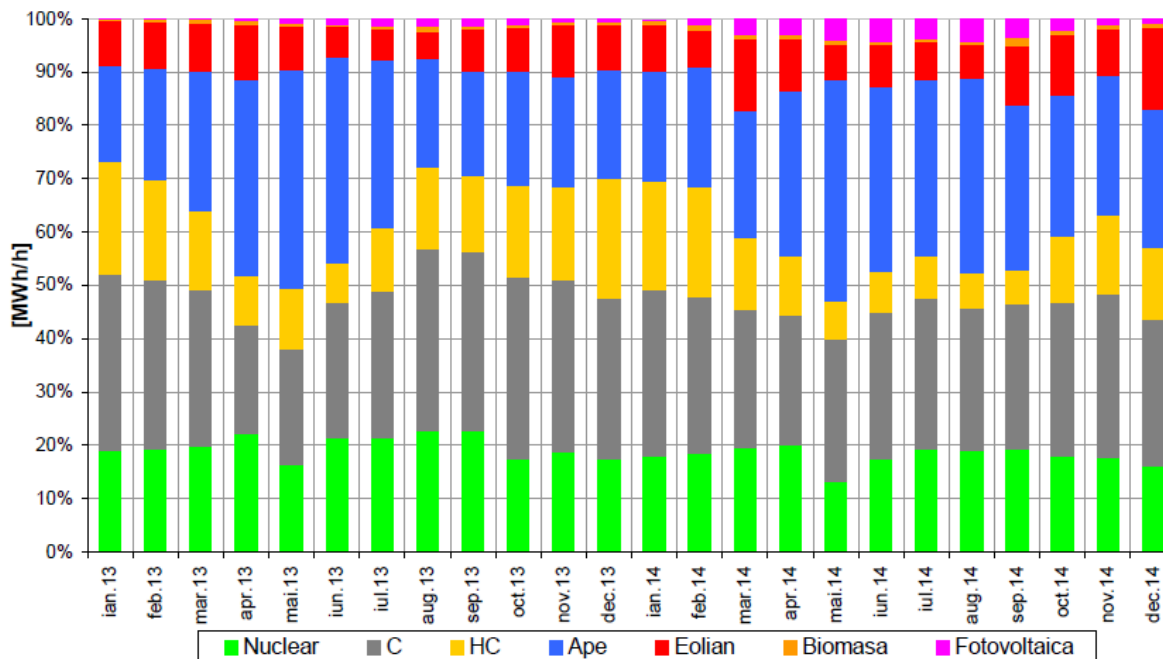
În cursul anului 2014 nu s-au înregistrat situații de criză pe piața de energie electrică.

3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2014, producția de energie electrică a fost de 64,863 TWh, cu aproximativ 10,5% mai mare față de cea din anul 2013. Consumul intern a fost de cca 57,74 TWh, cu cca 1,9% mai mare decât cel din 2013. România a fost un exportator net de energie electrică în cursul anului 2014, soldul import-export fiind negativ (- 7,123 TWh).

Referitor la mixul de resurse, o dată cu creșterea puterii instalate în centralele electrice regenerabile eoliene și fotovoltaice, a crescut implicit ponderea acestora în mixul de producție, ajungându-se în anul 2014 la o pondere de 9,56 % a producției eoliene (8,05% în anul 2013) și respectiv 2,52 % a producției fotovoltaice (0,70 % în anul 2013). Se remarcă însă o scădere de 3,54 % a producției de energie în centralele electrice pe hidrocarburi, de la 15,50 % în anul 2013, la 11,96 % în anul 2014 și respectiv a producției generate în centralele electrice pe cărbune de 1,7 %, de la 29,65 % în anul 2013 la 27,95 % în 2014. În ceea ce privește producția hidroelectrică, având în vedere că debitul mediu al Dunării s-a menținut la o valoare ridicată, respectiv 6019 mc/s, procentul producției hidroelectrice a fost de 29,22 %, înregistrând o creștere de 3,47% comparativ cu 2013.

Structura pe resurse a producției de energie electrică în perioada ianuarie 2013 - decembrie 2014



Sursă: CN Transelectrica SA

Valoarea maximă a consumului în anul 2014 a fost cu 145 MW mai mare decât valoarea maximă înregistrată în anul 2013, fiind însă cu 217 MW mai mic decât vârful anului 2012 care a fost caracterizat de o iarnă deosebit de geroasă. Astfel, consumul maxim brut a fost 9303 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 03 decembrie 2014 la ora 18.00. Valoarea minimă a consumului (4092 MWh/h) s-a înregistrat în data de 8 iunie 2014 la ora 7.00.

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2014 de 21,136 GW. Valorile puterii nete disponibile și ale consumului în a treia zi de miercuri a lunii la ora 11 CET (valori nete) sunt prezentate mai jos.

2014 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere netă disponibilă	20142	20157	20252	20294	20294	20334	20391	20499	20499	20721	20721	21136
Consum	7216	6690	6035	6874	5524	5835	6059	5926	5970	6136	7185	7439

Sursa: CN Transelectrica SA

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate stările staționare în care se poate afla sistemul în condiții normale. Pentru evaluarea în perspectivă, se verifică această capacitate pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european de ENTSO-E.

Pentru ca parcul de producție să poată asigura puterea disponibilă este necesar ca puterea instalată să fie semnificativ mai mare, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale ale disponibilității din diferite cauze. De asemenea, trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă operațională. În prezent, aceasta este dimensionată pentru echilibrarea rapidă a balanței la variațiile continue ale consumului și la declanșarea neașteptată a celui mai mare grup din sistem. După mobilizarea rezervei rapide, aceasta trebuie înlocuită prin încărcarea rezervei terțiare lente, astfel încât să poată fi utilizată la următorul incident.

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a două scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,14	21,14	22,95	22,95	25,25	25,25
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18	6,29	9,02	6,81

Scenariul B	2016		2020		2025	
	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm	Ian. 19:00 pm	Iulie 19:00 pm
Capacitate netă de producere (GW)	21,27	21,27	24,59	24,59	26,98	26,98
Consum (GW)	7,91	6,12	8,18	6,29	9,02	6,81

3.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

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

În anul 2014 au fost acordate 110 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice- 71, centrale eoliene – 12, centrale pe hidrocarburi -9, centrale hidroelectrice-12, centrale utilizând biogaz – 4, centrale utilizând biomasă - 3), 92% dintre acestea fiind acordate pentru unități de producere utilizând resurse regenerabile. **Puterea electrică instalată a capacităților autorizate a fost de 1056MW**. Reducerea numărului de autorizații acordate în cursul anului 2014 se datorează în mare parte modificărilor aduse schemei de susținere a energiei electrice produse din surse regenerabile.

Sistemul de promovare a producerii E-SRE instituit prin *Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii E-SRE*, republicată cu modificările și completările ulterioare (*Lege*) 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**.

Față de forma autorizată de Comisia Europeană în anul 2011, principale modificări aduse Legii nr. 220/2008, republicată, cu modificările și completările ulterioare, sunt următoarele:

- Neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice produse în centrale fotovoltaice situate pe terenuri care la data de 31 decembrie 2013 erau în circuitul agricol în condițiile legii;
- Neaplicarea sistemului de promovare a energiei electrice din surse regenerabile pentru cantitățile de energie electrică livrate suplimentar de unitățile dispecerizabile față de cantitățile de energie electrică din notificările fizice orare transmise de producătorii de energie electrică din surse regenerabile la operatorul de transport și sistem;
- Amânarea unui număr de certificate verzi de la tranzacționare, în funcție de tipul sursei regenerabile, pentru producătorii care dețin centrale utilizând resurse regenerabile cu punere în funcțiune până la 31.12.2013 inclusiv;
- Recuperarea certificatelor verzi amânate se va face începând cu data de 1 aprilie 2017 pentru centralele hidroelectrice noi și centralele electrice solare, respectiv începând cu data de 1 ianuarie 2018 pentru centralele electrice eoliene, eșalonat cel mult până la 30.12.2020;
- Cotele anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care au beneficiat de sistemul de promovare prin certificate verzi pentru perioada 2010-2013 sunt următoarele: 2010 - 8,3%; 2011 - 10%; 2012 - 12%; 2013 - 14%. Începând cu anul 2014, ANRE monitorizează anual cotele anuale realizate de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și, în funcție de gradul de realizare a obiectivului național și de impactul la consumatorul final, estimează, publică pe pagina de internet proprie și informează Guvernul până la data de 30 iunie a anului curent asupra nivelului cotei anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie, care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi pentru anul următor;
- Pentru energia electrică produsă în centrale electrice care utilizează biomasa ce provine din culturi energetice se acordă suplimentar câte un certificat verde pentru fiecare 1 MWh produs și livrat;
- Certificatele verzi emise de operatorul de transport și sistem au o durată de valabilitate de 12 luni;
- Eliminarea fondului de garantare administrat de operatorul comercial al pieței de energie electrică;
- Producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie care dețin grupuri/centrale electrice care beneficiază de sistemul de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe producător și 2 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă, pot încheia contracte bilaterale de vânzare/cumpărare a energiei electrice și a certificatelor verzi, negociate direct numai cu furnizorii consumatorilor finali, prin excepție de la regula tranzacționării centralizate a acestora;
- Neinclusiunea în factura consumatorului final a contravalorii certificatelor verzi neachiziționate;
- În factura de energie electrică transmisă consumatorilor finali, valoarea certificatelor verzi se facturează separat față de tarifele/prețurile pentru energia electrică, precizându-se temeiul legal, după achiziționarea de către furnizor a certificatelor verzi corespunzător cotei obligatorii de achiziție. Această valoare reprezintă produsul dintre valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate estimate de către ANRE (CV/MWh), cantitatea de energie electrică facturată (MWh) și prețul certificatelor verzi achiziționate de furnizorul respectiv pe piețele centralizate administrate de operatorul pieței de energie electrică;
- Tranzacționarea certificatelor verzi este permisă producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie și operatorilor economici cu obligație de achiziție de certificate verzi, în mod transparent, centralizat și nediscriminatoriu pe piețele centralizate administrate de operatorul comercial al pieței de energie electrică.

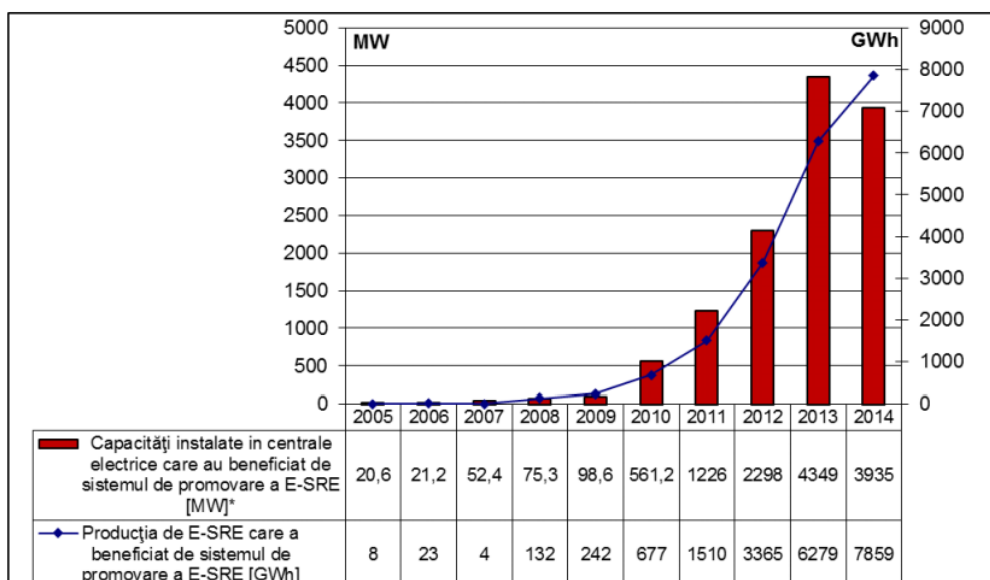
Capacitatea electrică instalată în unitățile de producție a energiei electrice din surse regenerabile acreditate în cursul anului 2014 a fost de 357 MW, din care 219 MW în centrale eoliene, 21 MW în centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 34 MW în centrale pe biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate, precum și 83 MW în centrale fotovoltaice.

În cursul anului 2014, din totalul capacităților electrice instalate în centrale de producere a energiei electrice din surse regenerabile care au beneficiat de acreditare, o putere instalată de 256 MW a ieșit din schema de promovare a energiei electrice prin certificate verzi (4 MW în centrale eoliene, 241 MW în centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, și 11 MW în centrale fotovoltaice), iar o capacitate instalată de 515 MW a fost temporar suspendată de la acreditare, acestea reprezentând centrale electrice cu capacitate instalată mai mare de 125 MW care au fost notificate Comisiei Europene în conformitate cu legislația națională în vigoare. La sfârșitul anului 2014 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a energiei electrice din surse regenerabile a fost de 3935 MW, din care 3853 MW cu licență de producere energie electrică și 82 MW cu autorizație de înființare.

Structura capacității electrice totale instalate, la sfârșitul anului 2014, pe tipuri de tehnologii a fost următoarea:

- 2294 MW putere instalată în centrale eoliene;
- 311 MW putere instalată în centrale hidro;
- 100 MW putere instalată în centrale pe biomasă, inclusiv centralele pe gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate;
- 1230 MW putere instalată în centrale fotovoltaice.

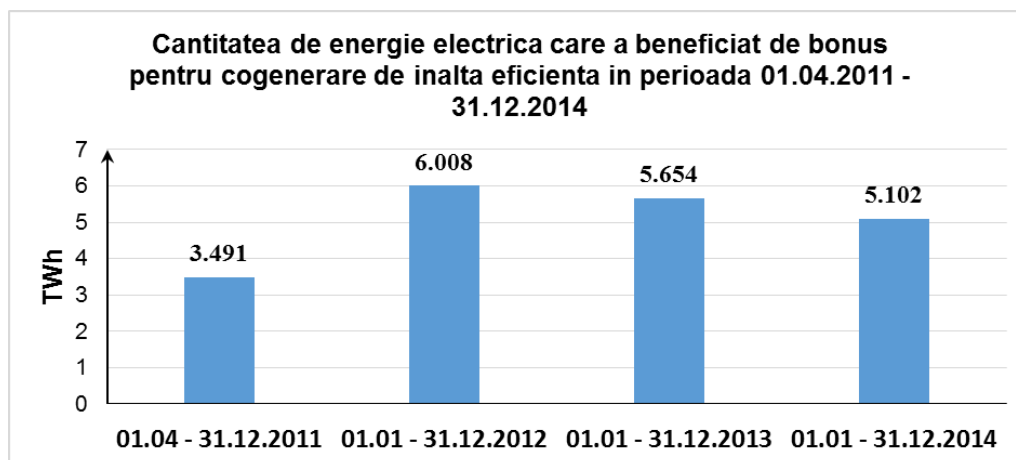
Evoluția capacității electrice instalate în centrale electrice care au beneficiat de sistemul de promovare și a energiei electrice produse în aceste centrale pentru perioada 2005÷2014 este prezentată în figura următoare. Se apreciază că în perioada 2005-2014, 4733 MW au beneficiat de schema de sprijin.



* - pe parcursul anului 2014 din valorile intrate și ieșite capacitatea instalată a atins valori mai mari de 3935 MW, aceasta reprezentând valoarea de la sfârșitul anului 2014

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu luna aprilie 2011, s-a introdus schema de sprijin tip bonus. Schema a fost notificată Comisiei Europene în concordanță cu reglementările europene privind ajutorul de stat.

Numărul total de centrale cu unități de producere în cogenerare care au beneficiat de bonus pentru anul 2014 a fost de 42, aparținând de 36 producători persoane juridice. Cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada ianuarie – decembrie 2014 a fost de 5102 GWh (în scădere comparativ cu 2013 cu 9,76%).



Referitor la **dezvoltarea rețelelor electrice**, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de Dezvoltare al RET - 2014-2023 sunt următoarele:

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de vest și sud-vest a României, sunt planificate întăriri ale rețelei în zonă, care vor permite eliminarea congestiilor, atât pe direcția E - V la granița cu Ungaria și Serbia, cât și pe direcția de tranzit N- S, prin întărirea culoarului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Sursă: CN Transelectrica SA - Proiecte de interes comun

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) și reluate și în cea de-a doua listă. Proiectele avute în vedere sunt:

- 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.

Proiectele vor permite și integrarea în SEN a producției din centralele eoliene preconizate în zona de sud-vest a țării (Banat) și din amenajarea hidroelectrică Porțile de Fier existentă.

Pentru creșterea capacității de schimb prin interfața de est, cu Republica Moldova, este în analiză interconectarea asincronă prin stații de conversie back-to-back. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (Republica Moldova) va suplimenta capacitatea de schimb asigurată de LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (MD) și patru LEA de 110 kV. Utilizarea la capacitate maximă a acestui proiect este condiționată și de construirea LEA 400 kV Suceava – Gădălin, inclusă în Plan.

Pentru creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul

sistemului electroenergetic interconectat au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport. La proiectele prevăzute în ediția 2010 a Planului, s-au adăugat câteva proiecte de creștere a capacității unor linii existente de 400 kV și 220 kV, prin înlocuirea conductoarelor pe toată lungimea sau pe tronsoane cu secțiuni mai mică decât restul liniei.

Între aceste proiecte, câteva proiecte majore contribuie semnificativ, prin creșterea capacității de interconexiune cu Bulgaria și prin întărirea infrastructurii care va susține transportul fluxurilor de putere între coasta Mării Negre și coasta Mării Nordului/ Oceanului Atlantic, la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, condiție obligatorie pentru realizarea obiectivelor politicii în domeniul energiei și climei. Aceste proiecte au fost incluse de Comisia Europeană în prima listă de Proiecte de Interes Comun (PCI). O parte din aceste proiecte au fost reluate și în cea de-a doua listă de Proiecte de Interes Comun, aflată în prezent în faza de aprobare.

Proiectele asociate secțiunii de transport din est (Dobrogea) incluse în Planul de dezvoltare a RET pe următorii zece ani sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței, continuată în viitor cu LEA 400 kV Stâlpu – Brașov;
- LEA 400 kV s.c. Suceava – Gădălin.

Acestora li se adaugă și alte proiecte de dedicate creșterii siguranței alimentării consumului din zone deficitare, rețehnologizării și modernizării stațiilor existente.

Investițiile în dezvoltarea rețelei sunt recuperate prin tariful de transport, stabilit de autoritatea competentă pe baza costurilor justificate, în condițiile unei cote rezonabile de profit.

4. Piața gazelor naturale

4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

4.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO). Ca urmare, pentru îndeplinirea prevederilor privind desemnarea și certificarea operatorilor de transport și de sistem din Directiva 2009/73/CE, ANRE:

- a verificat condițiile de certificare cuprinse în lege, prin raportare la acest model de certificare
- a aprobat certificarea preliminară a Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz”- S.A. Mediaș ca operator de transport și de sistem al Sistemului național de transport al gazelor naturale, prin Decizia ANRE nr. 2400/14.08.2013. Decizia de certificare preliminară a fost emisă cu includerea unei condiții rezolutorii, cu condiția ca operatorul de transport și de sistem să facă dovada că îndeplinește în totalitate condițiile prevăzute în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.
- a notificat Comisiei Europene decizia de certificare preliminară, împreună cu toate informațiile și documentele aferente.

În conformitate cu procedura prevăzută în Regulamentul (CE) nr. 715/2009, Comisia Europeană a examinat decizia de certificare preliminară notificată și a transmis ANRE Avizul C (2013)8485 din 25.11.2013 cu privire la compatibilitatea deciziei cu articolului 3 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 și al articolului 10 din Directiva 2009/73/CE. Avizul a fost publicat pe pagina de internet al Comisiei Europene. Potrivit avizului, Comisia Europeană consideră că modelul ISO nu este cea mai potrivită alegere întrucât gradul de separare între autoritățile publice, care trebuie să existe în cazurile de aplicare a modelului ISO, nu a fost atins, și declară că modelul de separare a drepturilor de proprietate în cadrul statului ar fi o alternativă care să permită separarea efectivă a activităților de transport de interesele statului în materie de producere și furnizare de energie electrică. Comisia Europeană a recomandat ANRE să acționeze în cooperare cu organismele relevante ale statului român în sensul separării drepturilor de proprietate asupra Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz”- S.A. Mediaș prin aplicarea articolului 9 alineatul (6) din directiva privind gazele naturale, care să permită separarea efectivă între competențele autorităților statului. Ca urmare, ANRE a comunicat Primului ministru al României, Președintelui Senatului României, Președintelui Camerei Deputaților, Ministrului economiei, Ministrului finanțelor publice, Ministrului afacerilor externe, Ministrului delegat pentru energie măsurile care se impun a fi adoptate de în vederea certificării și cu textul unei propuneri de act normativ, prin adoptarea căruia să fie puse în aplicare măsurile necesare certificării.

ANRE a adoptat decizia finală de certificare în termen de două luni de la primirea avizului Comisiei, cu considerarea observațiilor formulate de Comisie. Astfel, prin **Ordinul ANRE nr. 3/2014**, a fost certificată Societatea Națională de Transport Gaze Naturale “Transgaz”- S.A. Mediaș cu menținerea clauzei rezolutorii, certificarea fiind condiționată de îndeplinirea, în termen de 6 luni, a măsurilor prevăzute în ordin. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

ANRE a monitorizat, în primul semestru al anului 2014, îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 3/2014 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO).

În paralel, ANRE a acționat în sprijinul organismelor relevante ale statului român în scopul modificării cadrului legislativ, care să permită separarea drepturilor de proprietate asupra Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz ”- S.A. Mediaș.

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz ”- S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

Operatorii de distribuție sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. La finele anului 2014, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **39 de companii**.

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

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

Evidențele contabile reglementate analizate cuprind următoarele situații:

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

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

S.C. E.ON Gaz România S.A și S.C. Distrigaz Sud S.A., în calitate de operatori ai sistemelor de distribuție, au avut obligația de a realiza separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică între activitatea de distribuție și cea de furnizare a gazelor naturale. În cazul S.C. E.ON Gaz România S.A, urmare a separării legale prin divizarea societății, au rezultat două companii independente din punct de vedere legal – S.C. E.ON Gaz România S.A., specializată în furnizarea gazelor naturale și S.C. E.ON Gaz Distribuție S.A., specializată în distribuția gazelor naturale, precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție. Cele două noi companii au sedii diferite. Procesul de separare legală a celui alt mare operator de distribuție, S.C. Distrigaz Sud S.A., a fost finalizat în luna aprilie 2008, rezultând S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L., specializată în distribuția gazelor naturale precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție, și S.C. Distrigaz Sud S.A. (ulterior S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A.), specializată în furnizarea gazelor naturale.

Referitor la obligația de separare legală a activității de înmagazinare subterană, ea a fost realizată de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. este încă în derulare. În cursul anului 2014, a fost dispusă sancționarea și impuse măsuri pentru intrarea în legalitate a SNGN ROMGAZ S.A. pentru neîndeplinirea obligației de separare legală a activității de înmagazinare a gazelor naturale.

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

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

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

4.1.2. Funcționare tehnică

Condițiile și regulile de utilizare a SNT al gazelor naturale din România precum și accesul transparent și nediscriminatoriu al terților sunt reglementate prin Codul rețelei pentru SNT. În anul 2013, documentul a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013.

Având în vedere necesitatea adaptării permanente a prevederilor Codului rețelei pentru SNT la realitățile pieței de gaze naturale din România, cu luarea în considerare a prevederilor legislației naționale și europene în domeniu, în cursul anului 2014 au fost adoptate două ordine de modificare și completare a Ordinului ANRE nr. 16/2013, respectiv Ordinul ANRE nr. 53/2014 și Ordinul ANRE nr. 88/2014.

Modificările și completările aduse Codului rețelei pentru SNT prin aceste două ordine au avut în vedere, în principal, următoarele aspecte:

- crearea premiselor fluidizării procedurilor operaționale/comerciale prevăzute în Codul rețelei, prin dezvoltarea prevederilor referitoare la punctele virtuale de intrare și ieșire din SNT, precum și a detalierei acestora în raport de interfața cu sistemul adiacent;
- introducerea conceptului de **punct virtual de tranzacționare (PVT)**, definit ca și punct noțional în care utilizatorii de rețea (UR) notifică tranzacțiile cu gaze naturale din SNT, încheiate atât în scopul comercializării gazelor naturale, cât și în scopul echilibrării comerciale a portofoliilor proprii de clienți; în acest context, a fost avută în vedere, totodată, detalierea procedurilor care se pot aplica în punctul virtual de tranzacționare;
- eliminarea referirilor la dezechilibrul acumulat la nivelul unei săptămâni gaziere, în considerare necesității reținerii numai a dezechilibrului zilnic, precum și reconsiderarea corespunzătoare a dispozițiilor incidente din cuprinsul Codului rețelei;
- eliminarea referirilor la determinarea și aplicarea tarifului pentru nerespectarea nominalizării;
- prelungirea, până la data de 1 octombrie 2015, a perioadei de testare prevăzută în Codul rețelei pentru SNT pentru aplicarea valorilor tarifelor de dezechilibru.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1361/2006 cu modificările și completările ulterioare, respectiv Ordinul ANRE nr. 59/2007, Ordinul ANRE nr. 45/2008, Ordinul ANRE nr. 33 /2010 și Ordinul 47/2011).

Standardul de performanță pentru serviciul de transport stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

- a) racordarea la SNT a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea unor noi instalații de racordare/modificarea unor instalații de racordare existente și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;
- b) asigurarea siguranței și a continuității serviciului, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;
- c) soluționarea reclamațiilor și sesizărilor solicitanților/utilizatorilor SNT cu privire la serviciul realizat de către operatorul sistemului de transport, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);
- d) rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale;
- e) informarea utilizatorilor SNT în conformitate cu cerințele standardului și ale altor reglementări aplicabile referitoare la serviciu;
- f) soluționarea reclamațiilor solicitanților și utilizatorilor SNT la adresa operatorului sistemului de transport, legate de îndeplinirea obligațiilor de către acesta, conform standardului de performanță;
- g) verificarea periodică a SNT cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale stabilește nivelurile indicatorilor de performanță pentru următoarele activități:

- a) racordarea la sistemul de distribuție a solicitanților, incluzând soluționarea cererilor acestora, realizarea instalațiilor de racordare și reamenajarea terenurilor afectate de lucrările de realizare a acestora;
- b) rezolvarea reclamațiilor consumatorilor referitoare la măsurarea gazelor naturale;
- c) asigurarea siguranței și a continuității în alimentarea cu gaze naturale, în conformitate cu prevederile contractuale și dispozițiile legale aplicabile în domeniu;
- d) soluționarea reclamațiilor și solicitărilor consumatorilor cu privire la serviciul realizat de către operatorul sistemului de distribuție, altele decât cele menționate la lit. (a) și (b);
- e) informarea consumatorilor în conformitate cu cerințele standardului și ale altor reglementări aplicabile;
- f) soluționarea de către operatorul sistemului de distribuție a reclamațiilor consumatorilor, legate de îndeplinirea obligațiilor acestuia conform standardului de performanță.

4.1.3. Tarife de rețea și racordare

Mecanismele de calcul al prețurilor și al tarifelor reglementate sunt de tipul „revenue–cap” pentru activitățile reglementate de înmagazinare subterană și de transport și de tip „price-cap” pentru activitățile reglementate de distribuție și de furnizare.

Perioada de reglementare pentru oricare din activitățile reglementate este de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare (etapa tranzitorie), a cărei durată a fost stabilită la 3 ani.

Prin Ordinul ANRE nr. 32/2014 a fost aprobată *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 tarifyare de tipul „intrare-ieșire”, care a adus următoarele modificări:*

- Față de metodologia anterioară, conform căreia tariful pentru serviciile de transport avea o structură binomială și era determinat ca un tarif de tip „timbru poștal”, noua metodologie a introdus un sistem de tarifyare format dintr-un set de tarifye de tipul "intrare-ieșire" stabilite pentru punctele de delimitare la intrarea/ieșirea în/din sistemul de transport în care se rezervă capacitatea, precum și un tarif volumetric pentru utilizarea sistemului determinat ca un tarif de tip „timbru poștal”;
- Tarifyele de rezervare de capacitate s-au stabilit pentru servicii ferme/întreruptibile prestate pe termen lung/scurt, iar serviciile ferme pe termen scurt s-au determinat prin utilizarea unor coeficienți de multiplicare propuși de operator și avizați de către ANRE;
- În punctul de interconectare cu alte sisteme de transport al gazelor naturale, rezervarea de capacitate se efectuează pe bază de licitație, tariful de rezervare de capacitate fermă/întreruptibilă stabilit pe baza acestei metodologii fiind utilizat ca tarif de rezervă și reprezentând tariful minim admisibil la licitație;
- Având în vedere legislația Uniunii Europene, care prevede modificarea datei de începere a anului gazier la data de 1 octombrie, perioada a treia de reglementare începută la 1 iulie 2012 se va termina, prin excepție, la data de 30 septembrie 2017, iar al treilea an al perioadei a treia de reglementare început la 1 iulie 2014 se va termina la data de 30 septembrie 2015. Totodată, începând cu al patrulea an al perioadei a treia de reglementare, data de începere a anului în cadrul perioadei va fi 1 octombrie;
- Având în vedere trecerea de la structura tarifului de tip “timbru poștal” la cea determinată pe grupe de puncte de intrare/ieșire, s-a impus stabilirea unor noi formule de calcul pentru determinarea tarifyelor de transport;
- Rata anuală de creștere a eficienței economice pentru activitatea de transport al gazelor naturale s-a stabilit la valoarea de 3,5% pentru fiecare an din intervalul iulie 2014 – septembrie 2017, aferent celei de a treia perioade de reglementare, superioară valorii de 2,5%, aferente perioadei a doua de reglementare;
- La determinarea bazei de active reglementate aferente activității reglementate de transport gaze naturale, la începutul perioadei de reglementare vor fi luate în considerare și „Regulile suplimentare privind modul de determinare a valorii reglementate rămase a bazei de active reglementate aferente activității reglementate, la începutul perioadei de reglementare”, prezentate în Anexa 2 la Metodologie. De asemenea, conform prevederilor noii Metodologii, începând cu perioada a patra de reglementare, determinarea valorii bazei de active reglementate la începutul perioadei se realizează fără actualizarea activelor reglementate cu rata inflației.

Prin Ordinul ANRE nr. 69/2014 pentru modificarea și completarea metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifyelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale a adus următoarele modificări:

- În situația în care există mai multe puncte fizice de intrare în SNT din același sistem de transport al gazelor naturale dintr-un stat învecinat României care nu este membru al Uniunii Europene utilizatorii de rețea pot rezerva capacitate de transport într-un punct virtual de intrare constituit prin gruparea punctelor fizice de intrare în SNT din același sistem de transport al statului respective.
- În urma acestor modificări legislative, s-a identificat necesitatea corelării prevederilor Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifyelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/2014 cu cele din Codul Rețelei, referitoare la revizuirea grupării punctelor de intrare/ieșire aparținând SNT.

Începând cu data de 1 august 2014 au fost introduse tarife de transport pe tipuri de servicii, pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire diferențiate pe termen lung (cu durata de un an) și pe termen scurt (zi, lună, trimestru).

Tarifele în vigoare, practicate la data întocmirii prezentului raport de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru activitatea de transport al gazelor naturale, sunt următoarele:

- e) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport

Punct / grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale							
		Termen lung	Termen scurt						
			Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic	
				vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
Punct/Grup puncte de intrare în SNT	grupul punctelor de intrare 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 SNT	0,50	0,89	1,90	1,32	2,81	1,97	4,22	
	grupul punctelor de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state terțe non-UE (Medieșu Aurit și Isaccea Import)	2,08	3,71	7,93	5,50	11,75	8,25	17,62	
	punctul de intrare din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	1,35	2,40	5,14	3,56	7,61	5,34	11,41	
	grupul punctelor de intrare din depozitele de înmagazinare subterană	1,89	3,37	7,22	5,00	10,69	7,50	16,03	
Punct/Grup puncte de ieșire din SNT	grupul punctelor de ieșire către sistemele de distribuții, rețelele de conducte din amonte și clienții finali racordați direct la sistemul de transport	1,55	2,76	5,90	4,09	8,73	6,13	13,09	
	grupul punctelor de ieșire către depozitele de înmagazinare subterană	1,78	3,17	6,79	4,71	10,05	7,06	15,08	
	punctul de ieșire din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale din state membre ale UE (Csanadpalota)	10,95	19,49	41,72	28,91	61,76	43,37	92,65	

- f) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 5,04 lei/MWh;
- g) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin SNT: 5,79 lei/MWh;

h) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată: 4,94 lei/MWh.

Tarifele prevăzute la lit. b) și c) conțin și valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013*, iar tariful prevăzut la lit. d) nu conține și această valoare, având în vedere că prevederile ordonanței se aplică până la data de 31 decembrie 2014.

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

Pentru anul 2014, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

1. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție

B.1. Cu un consum anual de până la 23,25 MWh

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

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

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

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

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

2. Tarif de distribuție de proximitate

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

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

Tarifele de distribuție sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de distribuție. Tarifele de distribuție se aplică la cantitățile de gaze naturale distribuite.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate reflectă estimările autorității de reglementare privind îmbunătățirea performanțelor economice ale titularilor de licență pe parcursul perioadei de reglementare. Termenul X al formulelor de ajustare reflectă rata anuală estimată a creșterii eficienței activității reglementate și asigură o cedare a sporurilor de eficiență economică realizate de fiecare titular de licență către clienți.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate se determină la începutul fiecărei perioade de reglementare, pentru fiecare activitate reglementată și pentru fiecare titular de licență. Pe parcursul perioadei de reglementare, aceasta rămâne nemodificată.

Câștigurile de eficiență economică ale activității reglementate se determină individualizat la nivelul fiecărui operator, utilizând metodele descrise în continuare:

a) extrapolarea ratei de creștere a eficienței obținute pe seama productivității realizate pe termen lung în sector, la care se adaugă un factor de elasticitate ce reflectă situația specifică a fiecărui operator;

b) analiza tehnică detaliată a costurilor de operare și de capital estimate ale operatorilor, care să evidențieze economiile suplimentare de costuri ce pot fi obținute de operator.

La stabilirea ratei de creștere a eficienței activității reglementate - X, pentru fiecare operator, se au în vedere :

a) câștigurile de eficiență economică puse în evidență prin metodele prezentate și determinate de creșterea performanțelor managementului operatorului;

- b) rata de creștere a eficienței la nivelul industriei de profil și a economiei naționale;
- c) reținerea integrală de către operator a câștigurilor de eficiență economică din investiții.

Pentru a treia perioadă de reglementare, rata de creștere a eficienței economice pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale s-a stabilit pentru fiecare operator licențiat în parte, dar nu mai puțin de 1,5% pe an, ținând cont de sporul de eficiență realizat în perioada anterioară de reglementare, de posibilitățile acestuia de a reduce în continuare costurile, astfel încât să se asigure desfășurarea activității în condiții de continuitate și de siguranță.

Rata de creștere a eficienței economice se aplică numai asupra costurilor de operare, cu excepția costului aferent consumului tehnologic, și se calculează în termeni nominali, cumulat pentru perioada de reglementare.”

Fundamentarea venitului reglementat necesită evaluarea costurilor de operare și de capital implicate de desfășurarea activității reglementate. Din acest punct de vedere, metodologia autorității de reglementare urmărește asigurarea recuperării capitalurilor investite, inclusiv a costurilor de capital asociate, dacă acestea sunt realizate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile curente ale pieței de capital.

Evaluarea costului de capital și determinarea ratei reglementate a rentabilității - RoR, recunoscută de ANRE pentru fiecare activitate reglementată, utilizează metodologia costului mediu ponderat al capitalului (WACC). Determinarea WACC este făcută în termeni nominali, după impozitul pe profit, iar stabilirea RoR este în termeni reali, înainte de impozitul pe profit. Echivalarea WACC (nominal, după impozitare) cu RoR (real, înainte de impozitare) a fost realizată pe baza unei formule de echivalare care asigură recuperarea integrală a capitalului investit

Deoarece companiile care desfășoară activitățile reglementate în România nu sunt cotate pe piețele de capital, calculul WACC este realizat utilizând informațiile disponibile pentru alte companii utilizate drept comparatori. Aceste companii sunt selectate dintre cele cotate pe piețele internaționale și care desfășoară ca activitate principală activitatea reglementată, fiind în același timp sub un regim de reglementare similar celui din România.

În anul 2013 a fost stabilită rata reglementată a rentabilității capitalului (RoR) pentru a treia perioadă de reglementare, pentru activitățile de distribuție și furnizare reglementată a gazelor naturale, în valoare de 8,43%.

În scopul stimulării investițiilor și al creșterii eficienței și siguranței în exploatarea sistemelor de distribuție a gazelor naturale, peste rata reglementată a rentabilității capitalului, pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale a fost stabilit un stimulent în valoare de 1,4 %, valabil pentru cea de-a treia perioadă de reglementare. Stimulentul este aplicabil proiectelor de investiții realizate în scopul dezvoltării și/sau inovării sistemelor de distribuție a gazelor naturale și al creșterii eficienței în operarea și întreținerea acestora.

Începând cu a treia perioadă de reglementare, Ordinul ANRE nr. 17/2014 aduce următoarele modificări și completări *Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale*:

- reconsiderarea fundamentării tarifului de distribuție pe care un operator trebuie să-l plătească în situația în care acesta utilizează sistemul de distribuție al altui operator în scopul vehiculării gazelor naturale către clienții finali din portofoliul propriu, denumit tarif de distribuție de tranzit;
- reconsiderarea acordării inflației la valoarea bazei de active reglementate, în sensul eliminării acesteia la calculul pentru a patra perioadă de reglementare;

- stabilirea ratei de creștere a eficienței economice la valoarea de 1,5% pentru fiecare an din cadrul perioadei de a treia de reglementare, pentru fiecare operator licențiat în parte.

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

Contravaloarea **serviciilor de distribuție**, prestate pentru un utilizator al sistemului de distribuție, se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă :

$$VT^d = Td * Q$$

unde:

VT^d – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de distribuție, exprimată în lei;

Td – tarif de distribuție reglementat, exprimat în lei/MWh.

Q – cantitatea distribuită, exprimată în MWh.

Tarifele reglementate aferente activității de distribuție, aprobate începând cu data de 1 aprilie 2014, cuprind și valoarea veniturilor nerealizate din a doua perioadă de reglementare, precum și valoarea veniturilor nerealizate pentru anul 2013 și trimestrul I 2014. Astfel, valoarea cumulată a investițiilor realizate și recunoscute de ANRE, în perioada 2009-2013, se regăsește în tarifele aprobate începând cu 1 aprilie 2014.

Prețurile reglementate se stabilesc distinct pe următoarele categorii de clienți finali, după cum urmează:

a) Pentru clienții casnici și producătorii 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;

b) Pentru clienții noncasnici de gaze naturale, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinată consumului populației.

Contravaloarea **serviciilor de furnizare reglementată** prestate unui client final se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă:

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

VT^f – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de furnizare reglementată, exprimată în lei;

Q – cantitatea furnizată în regim reglementat, exprimată în MWh;

Pf – preț final reglementat, exprimat în lei/MWh.

Reglementatorul are dreptul să refuze operatorilor recunoașterea unor costuri sau părți din acestea, care nu au fost efectuate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

Tarifele de transport și distribuție pentru categoriile cele mai relevante de clienți finali se prezintă după cum urmează:

Cons.	I4-1,I4-2 (Consum anual 418,6 TJ)	I1 (Consum anual 418,6 GJ)	D3 (Consum anual 83,7 GJ)	D3, D3b (Casnic tipic - Incalzire, preparare hrana si apa calda)
Tarif	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
Tarif transport	0.66	0.66	0.66	0.66
Tarif distributie	1.80	2.03	2.04	2.03

Sistemul tarifar pentru **activitatea de înmagazinare** 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.

Tarifele pentru activitatea de înmagazinare se stabilesc pentru fiecare depozit de înmagazinare subterană și au următoarea structură:

$$T(ds) = RC(ds) + I(ds) + E(ds)$$

unde :

T(ds) - tariful de înmagazinare

RC(ds) – componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh/ciclu complet de înmagazinare

I(ds) - componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran, exprimat în lei/MWh;

E(ds) - componenta volumetrica pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran, exprimat în lei/MWh.

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în depozitul subteran RC(ds) cuantifică costurile fixe, generate de rezervarea de capacitate în depozitul subteran pe durata unui ciclu complet de înmagazinare. Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale în depozitul subteran I(ds) cuantifică costurile variabile generate de preluarea gazelor naturale, măsurarea, tratarea și vehicularea acestora prin facilitățile de suprafață și introducerea în depozitul subteran.

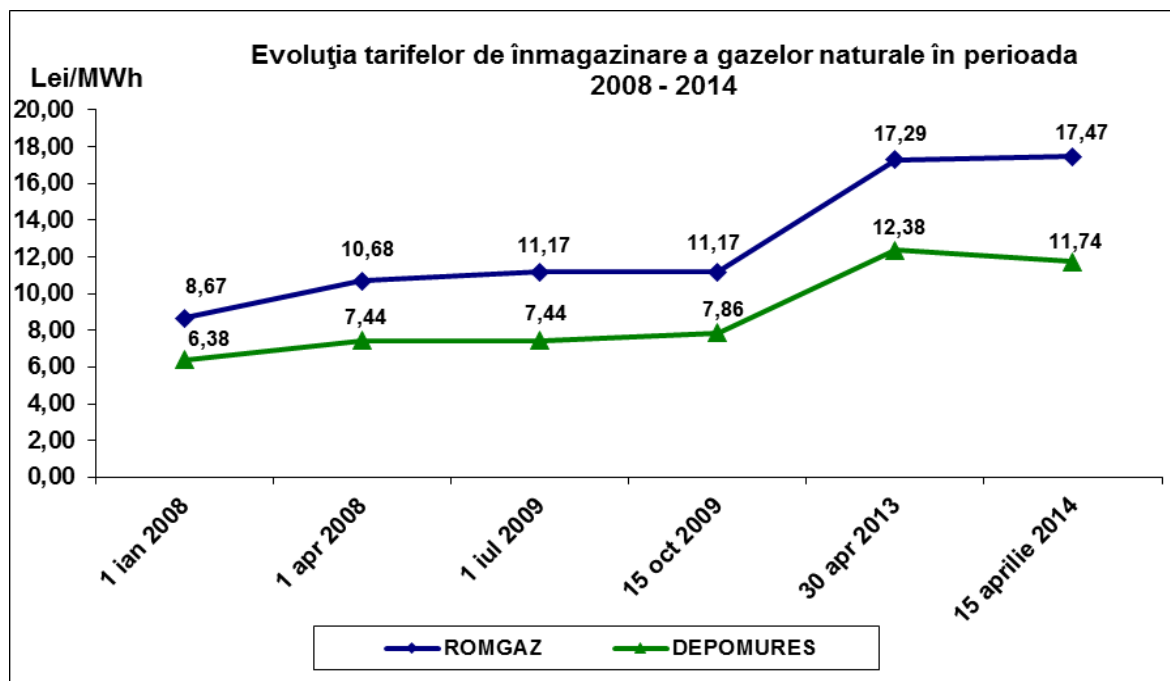
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale din depozitul subteran E(ds) cuantifică costurile generate de scoaterea gazelor naturale din depozitul subteran, tratarea, vehicularea și măsurarea acestora prin facilitățile de suprafață și predarea la transportator și/sau beneficiar.

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat (Decizia președintelui ANRGN nr. 824/2004).

Tariful de înmagazinare în anul 2014 a fost:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. Mediaș	Societatea Comercială “Depomureș” - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,14	7,43

Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,53	3,14
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,80	1,17



Pentru îndeplinirea obligațiilor legate de asigurarea siguranței în exploatarea depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale, operatorii de înmagazinare au obligația de a crea și de a menține o structură unitară și flexibilă pentru activitatea de dispecerizare, respectiv pentru supravegherea proceselor, comunicarea datelor și parametrilor specifici activității, precum și pentru intervenția promptă la nivelul depozitelor de înmagazinare.

În vederea asigurării siguranței aprovizionării cu gaze naturale pe perioada rece, titularii licențelor de furnizare a gazelor naturale au obligația de a deține în depozitele de înmagazinare subterană, până la încheierea activității de injecție din anul respectiv, un stoc minim obligatoriu de gaze naturale.

Titularii licențelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale au obligația de a asigura, accesul nediscriminatoriu la depozitele de înmagazinare subterană, titularilor licențelor de furnizare a gazelor naturale, cu prioritate celor cărora le revine obligația de serviciu public.

Activitatea de înmagazinare este reglementată prin *Regulamentul de programare, funcționare și dispecerizare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale* (Decizia ANRGN nr. 1351/2004). Prin acest regulament se stabilesc reguli și cerințe de ordin tehnic, tehnologic și comercial, menite să asigure desfășurarea proceselor de înmagazinare în mod transparent, obiectiv și nediscriminatoriu.

Programarea activității de înmagazinare a gazelor naturale se face de către operatorii de înmagazinare în baza contractelor încheiate de aceștia cu beneficiarii serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

Pentru fiecare an de înmagazinare, data limită de începere a activității de programare a injectiei/extracției cantităților de gaze naturale în/din depozite este data publicării Listei finale de realocare a capacităților disponibile precizată în Regulamentul de acces. La stabilirea programelor de înmagazinare pe fiecare depozit la nivel de ciclu, lună, zi, oră, operatorii de înmagazinare au în vedere următoarele aspecte:

1. respectarea ordinii de prioritate în conformitate cu prevederile Regulamentului de acces;
2. regimurile tehnologice convenite cu operatorul sistemului de transport pentru fiecare depozit, atât la injectie, cât și la extracție;
3. regimurile tehnologice optime pentru SNT, atât la injectie, cât și la extracție.

Operatorii depozitelor de înmagazinare publică pe paginile proprii de Internet informațiile publice necesare, inclusiv:

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injectie respectiv
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite
- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate.

4.1.4. Aspecte transfrontaliere

Nu au fost înregistrate evoluții față de aspectele prezentate în Raportul aferent anului 2013.

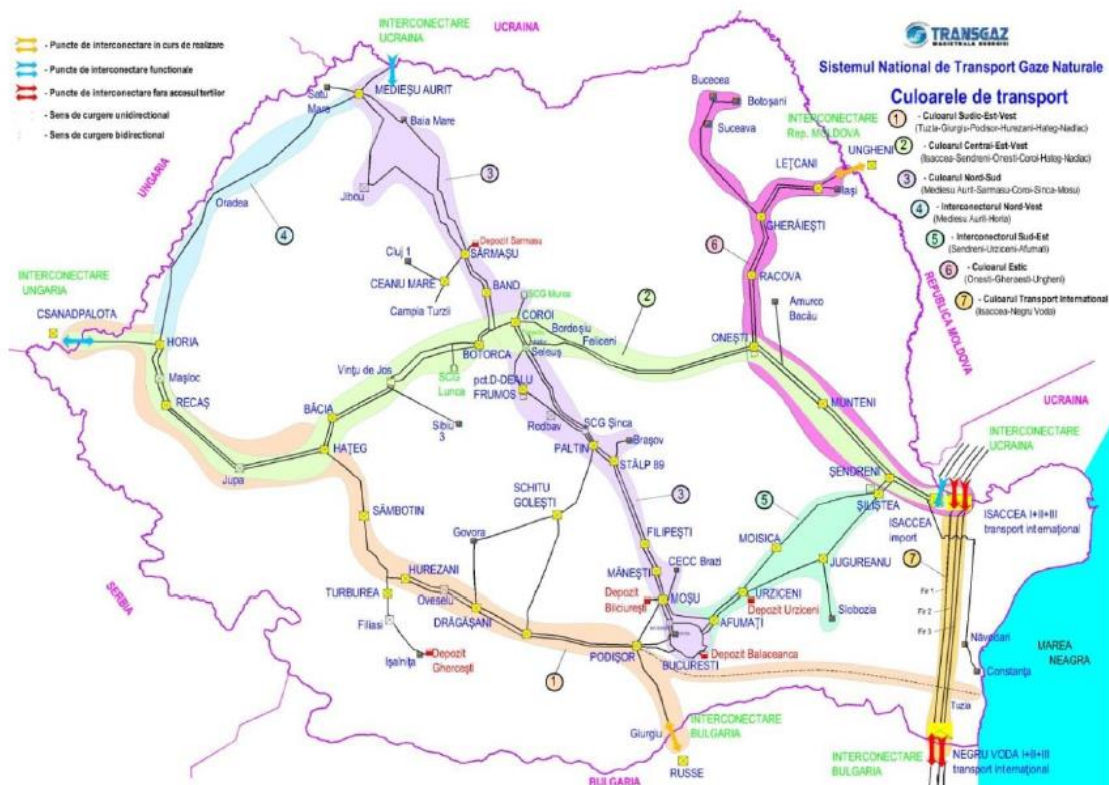
Monitorizarea planurilor de investiții

Referitor la aprobarea și monitorizarea de către autoritatea de reglementare a planurilor de investiții ale OTS, precizăm că aceste atribuții au fost încredințate reglementatorului prin prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Planul de Dezvoltare al sistemului de transport gaze naturale în perioada 2014-2023 prezintă direcțiile de dezvoltare ale rețelei românești de transport gaze naturale și proiectele majore pe care SNTGN Transgaz SA intenționează să le implementeze în următorii 10 ani, în scopul atingerii unui grad maxim de transparență în ceea ce privește dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și posibilitatea actorilor de pe piață la o informare din timp asupra capacităților de transport existente și planificate, astfel încât, prin consultări publice, deciziile privind investițiile în rețeaua de transport gaze naturale să răspundă cerințelor pieței.

Planul de Dezvoltare răspunde 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 de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.



Sursă: SNTGN Transgaz SA

OTS a transmis ANRE acest plan, iar prin Decizia ANRE nr. 2819/2014 acesta a fost aprobat.

4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

Pentru anul 2014 nu sunt situații de acest fel de raportat.

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

ANRE a monitorizat, în primul semestru al anului 2014, îndeplinirea condițiilor cuprinse în Ordinul ANRE nr. 3/2014 privind certificarea operatorului de transport și de sistem după modelul “operator de sistem independent” (ISO).

În paralel, ANRE a acționat în sprijinul organismelor relevante ale statului român în scopul modificării cadrului legislativ, care să permită separarea drepturilor de proprietate asupra Societatea Națională de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș.

Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

4.2. Promovarea concurenței

Consumul de gaze naturale din România a înregistrat o scădere de aproximativ 4% în anul 2014 față de anul 2013, atingând nivelul de aproximativ 12,0 miliarde mc, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Piața internă a gazelor naturale este formată din:

- a) **piața concurențială** care cuprinde totalitatea tranzacțiilor comerciale, angro (între furnizori) sau cu amănuntul (între furnizori și clienți eligibili). În piața concurențială, prețurile se formează pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale;
- b) **piața reglementată** care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural, activitățile conexe acestora și furnizarea la preț reglementat și în baza contractelor - cadru. În piața reglementată, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de ANRE.

În anul 2014, consumul total de gaze naturale a fost de 127.608.082,917 MWh, din care 87.787.630,477 MWh a reprezentat consumul noncasnic (75,34%) și 28.743.351,279 MWh a reprezentat consumul casnic (24,66%).

În anul 2014, numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.372.559, din care 178.851 clienți noncasnici (5,30%) și 3.193.708 clienți casnici (94,70%).

Consumul este acoperit din producție internă și din import. Producția internă a fost de 118.077.461,595 MWh, iar importul de 9.530.621,297 MWh.

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 77,55%, iar pe piața cu amănuntul este de 61,16%.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce aceasta a fost liberalizată cuprinzând, în anul 2014:

- un operator al Sistemului National de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș;
- 6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Foraj Sonde și Stratum Energy;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 39 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 39 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 63 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2014, ce a intrat în consum, a reprezentat 92,53% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,31% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2014, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 7,47%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 50,56%.

Preț import și cantitatea din import curent

Luna	Cantitate (MWh)	Preț USD/ 1000mc
Ianuarie	2,507,792.151	390.42
Februarie	1,908,369.948	381.48
Martie	1,296,252.904	370.74
Aprilie	321,463.283	354.80
Mai	171,348.835	352.49
Iunie	330,104.513	348.11
Iulie	316,028.040	354.34
August	56,777.119	354.09
Septembrie	70,111.907	361.08
Octombrie	184,076.401	376.99
Noiembrie	307,373.772	378.13
Decembrie	995,280.633	392.36
TOTAL 2014	8,464,979.506	(Preț mediu ponderat) 379.29

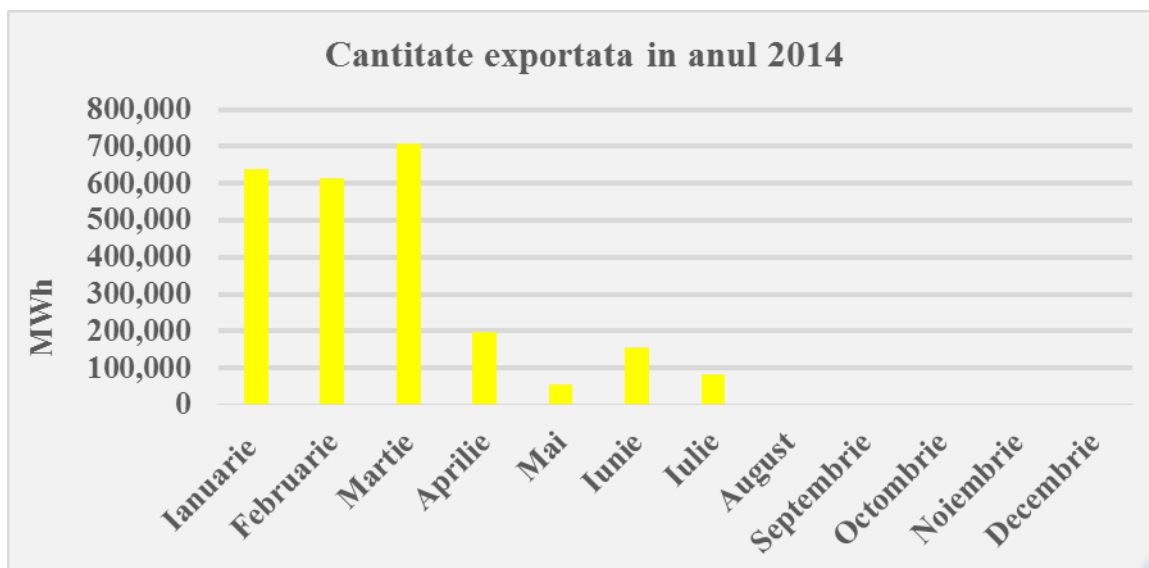
Situația companiilor care furnizează gaze naturale categoriilor celor mai relevante de clienți finali se prezintă după cum urmează:

Furnizori Clienți finali	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrică și/sau termică	5	78,08
Clienți industriali	5	79,79
Clienți comerciali	3	82,20
Clienți casnici	2	90,20

În anul 2014, 34 de furnizori au desfășurat activități comerciale pe piața angro din România. Cantitatea totală furnizată de către aceștia a scăzut în ultimul an, atingând nivelul de 145.044.443,179 MWh, cu o scădere de aproximativ 3% față de anul precedent, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali.

Primii 3 furnizori au avut împreună o cotă de aproximativ 75%, aceștia având cote cuprinse între 15% și 30 %.

Exporturile au fost realizate de 5 companii, volumul de gaze naturale exportate atingând nivelul de 2.451.690,003 MWh. Situația este prezentată în figura următoare:



Piețe centralizate

În anul 2013, au fost acordate licențe pentru administrarea piețelor centralizate operatorilor Societatea Bursa Româna de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) - BRM, respectiv Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" – S.A.

Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2013, precum și *Regulamentele privind cadrul organizat de tranzacționare pe piețele centralizate de gaze naturale aferente celor doi operatori ai piețelor centralizate*, aprobate prin Ordinele ANRE nr. 51 și 52/2013, au suferit, în cursul anului 2014, modificări și completări, atât pe fondul evoluțiilor survenite în planul legislației naționale primare, cât și pe fondul diversificării produselor și platformelor de tranzacționare puse la dispoziția pieței de către operatorii piețelor centralizate de gaze naturale.

Astfel, în contextul adoptării OUG nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, prin care au fost instituite, în sarcina producătorilor de gaze naturale, **obligația de a încheia tranzacții pe piețele centralizate de gaze naturale** începând cu data de 15 iulie 2014, pentru vânzarea unei cantități minime de gaze naturale, respectiv, în sarcina furnizorilor de gaze naturale, obligația de a efectua tranzacții de vânzare sau cumpărare ale unor cantități minime de gaze naturale în cadrul piețelor centralizate de gaze naturale, **principiul tranzacționării voluntare** a gazelor naturale pe piețele centralizate de gaze naturale, prevăzut la art. 1 din *Regulile generale privind piața centralizată de gaze naturale*, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2013, nu a mai fost susținut decât parțial de prevederile actelor normative de nivel superior, în speță de prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, fapt ce a determinat modificarea Ordinului ANRE nr. 50/2013 în sensul invalidării acestui principiu, în scopul preîntâmpinării unor eventuale interpretări în contradictoriu ale prevederilor legislației primare și secundare în vigoare.

În aplicarea prevederilor OUG nr. 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, ANRE a adoptat Ordinul nr. 62/11.07.2014, prin care a fost adoptată **Metodologia de stabilire a obligației de tranzacționare aferentă producătorilor de gaze naturale** sau operatorilor economici afiliați acestora **pentru lunile iulie-decembrie 2014**.

Conform activității de monitorizare derulată de ANRE a rezultat că cei doi producători nu au reușit să-și îndeplinească obligațiile privind cantitățile stabilite a fi tranzacționate în anul 2014, fiind aplicate sancțiuni pentru nerespectarea acestora.

	Iulie-Decembrie 2014	
	Obligație (MWh)	Tranzacționat (MWh)
Producător 1	2,657,200	636,000
Producător 2	2,630,100	747,600

În conformitate cu prevederile art. 6 alin. (1) al Ordinului ANRE nr. 62/2014, ANRE a elaborat și aprobat, prin Ordinul ANRE nr. 118/2014, **Metodologia de stabilire a obligației producătorilor și furnizorilor de gaze naturale de a încheia tranzacții pe piețele centralizate din România, pentru perioada 1 ianuarie 2015 - 31 decembrie 2018.**

Metodologia a fost elaborată având în vedere cerințele privind desfășurarea activităților din cadrul pieței concurențiale de gaze naturale în condiții de transparență în contextul eliminării prețurilor reglementate pentru clienții noncasnici începând cu data de 1 ianuarie 2015, care să conducă, în cele din urmă, la conturarea unui preț de referință pentru piața gazelor naturale, rezultat în baza unui volum de tranzacționare relevant, raportat la nivelul cererii și ofertei exprimate în cadrul pieței gazelor naturale din România.

Astfel, ordinul prevede, **pentru producătorii sau operatorii economici afiliați acestora**, obligația de a încheia, **în cursul anului 2015, tranzacții** pe piețele centralizate de gaze naturale din România **pentru vânzarea unei cantități de gaze naturale de minim 35% din producția internă proprie** destinată consumului intern ce va fi înregistrată în același an (2015).

În cazul **furnizorilor licențiați**, alții decât cei care dețin și calitatea de producător de gaze naturale – titular de acord petrolier, ordinul prevede obligația acestora de a încheia, **în cursul anului 2015, tranzacții** pe piețele centralizate de gaze naturale din România **pentru vânzarea/cumpărarea unei cantități de gaze naturale de minim 30% din cantitatea totală de gaze naturale comercializată de fiecare astfel de furnizor, pe piața concurențială**, în anul 2015.

Pentru **perioada 2016-2018** este prevăzută o **descreștere graduală**, în fiecare an, a procentelor reprezentând obligațiile de tranzacționare ce revin producătorilor și furnizorilor de gaze naturale, având în vedere ipoteza potrivit căreia participarea voluntară pe piețele centralizate de gaze naturale a acestora va cunoaște o intensificare ca urmare a constatării beneficiilor conferite de tranzacționarea transparentă a gazelor naturale în cadrul acestor piețe.

De asemenea, ordinul prevede ca **producătorii** de gaze naturale, titulari de acorduri petroliere, cu o **producție lunară mai mare de 100.000 MWh**, să asigure îndeplinirea obligației de vânzare a unei cantități de gaze naturale din producția proprie destinată consumului intern prin **încheierea a cel puțin 10 tranzacții** într-un an în cadrul piețelor centralizate de gaze naturale din România.

În ceea ce privește **diversificarea produselor și platformelor de tranzacționare** puse la dispoziția pieței de către operatorii piețelor centralizate de gaze naturale, putem evidenția următoarele evoluții înregistrate în cursul anului 2014:

- lansarea, de către Societatea Bursa Româna de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) S.A., a **Platformei electronice de tranzacționare STEG (BRM)**, aceasta

reprezentând un sistem electronic de tranzacționare suplimentar platformei deja existente, care funcționează în paralel cu aceasta. Noul sistem este dedicat în exclusivitate tranzacțiilor cu gaze naturale pe termen scurt, mediu și lung între operatorii economici, titulari de licențe de furnizare a gazelor naturale și prezintă o structură funcțională diferită față de platforma existentă, precum și elemente de noutate.

- crearea condițiilor pentru **tranzacționarea de produse având o perioadă de livrare mai mică de o lună** și a facilitării accesului la tranzacționare în cadrul pieței centralizate administrată de Societatea Bursa Româna de Mărfuri (Romanian Commodities Exchange) S.A., prin eliminarea cerințelor de prezentare de garanții de participare la sesiunile de licitații de către participanții la piața centralizată de gaze naturale și **introducerea conceptului de *whitelist***.
- **extinderea ariei de cuprindere a conceptului de “participant la piața centralizată” și la nivelul clienților angro, al clienților finali de gaze naturale și al operatorilor economici din sectorul gazelor naturale care cumpără gaze naturale**, oferind astfel și acestor categorii de participanți posibilitatea de a încheia tranzacții pentru achiziția de gaze naturale pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" – SA.
- crearea posibilității ca pe piața centralizată de gaze naturale administrată de Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale "OPCOM" – SA **să fie supuse tranzacționării**, în mod centralizat, transparent și nediscriminatoriu, utilizând mecanismul licitației publice, **contracte bilaterale propuse de către inițiatorii sesiunilor de tranzacționare** în conformitate cu cerințele tehnice, economice și comerciale ale acestora.

În acest context, la nivelul anului 2014, indicatorii specifici activității piețelor centralizate de gaze naturale au înregistrat următoarele valori (aici sunt incluse rezultate ale tranzacțiilor angro cât și cu amănuntul):

a) Număr de tranzacții înregistrate	- BRM:	158
	- OPCOM:	12
b) Volume ofertate	- spre vânzare:	25.005.780,67 MWh
	- BRM:	21.730.780,67 MWh
	- OPCOM:	3.275.000,00 MWh
	- pentru cumpărare:	5.557.117,60 MWh
	- BRM:	5.408.717,60 MWh
	- OPCOM:	148.400,00 MWh
c) Volume tranzacționate	- BRM:	
	- vânzări:	1.967.600,00 MWh
	- achiziții:	1.870.617,60 MWh
	- OPCOM:	
	- vânzări:	0,00 MWh
	- achiziții:	0,00 MWh
d) Participanți înregistrați	- BRM:	80
	- OPCOM:	15
e) Participanți activi	- BRM:	64
	- OPCOM:	4

4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2014, consumul de gaze naturale repartizat pe tipurile de clienți finali din România, a avut următoarea configurație:

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere în total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	2	596.144	0.00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3,193,706	28,742,755.135	24.67%	
		Total Clienți casnici	3,193,708	28,743,351.279	24.67%	
Non-Casnici	Terțiar	Clienți conectați la SNT	17	18,953.409	0.02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	44,404	5,042,036.692	4.33%	
		Total Alți Clienți non-casnici	44,421	5,060,990.101	4.34%	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	67	2,402,847.430	2.06%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	106,123	7,122,670.965	6.11%	
		Total Clienți comerciali	106,190	9,525,518.395	8.17%	
	Secundari	Alți secundari	Clienți conectați la SNT	111	5,009,350.465	4.30%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	27,292	11,070,789.393	9.50%
			Total Alți Clienți industriali	27,403	16,080,139.858	13.80%
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	3	1,417,972.359	1.22%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	164	2,260,250.507	1.94%
			Total Clienți din sectorul industriei chimice	167	3,678,222.866	3.16%
		Producători Energie Electrică/ Termică	Clienți conectați la SNT	8	1,113,560.853	0.96%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	631	4,037,754.977	3.46%
			Total Producători EET	639	5,151,315.830	4.42%
	Industriali	Alți industriali	Clienți conectați la SNT	5	4,109,619.190	3.53%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0.000	0.00%
			Total Alți Clienți industriali	5	4,109,619.190	3.53%
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	5	18,540,928.325	15.91%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	0	0.000	0.00%
			Total Clienți din sectorul industriei chimice	5	18,540,928.325	15.91%
Producători Energie Electrică/ Termică		Clienți conectați la SNT	12	23,159,066.162	19.87%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	9	2,481,829.750	2.13%	
		Total Producători EET	21	25,640,895.912	22.00%	
TOTAL			3,372,559	116,530,981.756	100.00%	

*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2014, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului este de 24,67%, iar numărul acestor clienți reprezintă 94,70% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale.

Astfel, 5,3% din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale (SNT + Sistemele de distribuție) reușesc să consume 75,33% din consumul total, aferent anului 2014.

Categorie de clienți finali	Grup de clienți finali	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Clienți care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	12,99 %
	Clienți care au optat pentru schimbarea furnizorului	62,34 %
CASNICI	Clienți care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	24,63 %
	Clienți care au optat pentru schimbarea furnizorului	0,04 %

Cei mai importanți furnizori și ponderile pe care le dețin aceștia în total surse se prezintă după cum urmează:

Romgaz (producție internă)	47.08%
OMV Petrom (producție internă)	42.96%
Amromco Energy	1.85%
GDF Suez Energy Romania	1.63%
Interagro Bucuresti	1.07%
E.ON Energie Romania	1.05%
Wiee Romania	0.92%
MET Romania Energy Trade	0.58%
Romgaz (surse externe)	0.54%
Azomures	0.54%
Stratum Energy	0.45%
Electrocentrale Bucuresti	0.44%
Axpo Energy Romania	0.29%
Foraj Sonde	0.15%
Conef Gaz	0.14%
OMV Petrom (surse externe)	0.09%
Arelco Power	0.07%
Plus Energy Point	0.05%
Raffles Energy	0.04%
Ten Gaz	0.01%
C-Gaz&Energy Distribuție	0.01%
Alpha Metal	0.01%
Complexul Energetic Hunedoara	0.01%

Șase companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Stratum Energy și Foraj Sonde.

Pe **piața reglementată**, în anul 2014, clienții finali alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 39 furnizori; numărul total de clienți finali alimentați în regim reglementat a fost de **3.362.001**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **43.841,567 GWh**. Cotele de piață deținute de principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,26
E.On Energie Romania	39,09
Congaz	2,34

Pe **piața concurențială** au activat 54 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează clienți finali în regim concurențial, ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%; dintre aceștia, unul este și producător (S.N.T.G.N. Romgaz S.A.). Consumul total a fost de **72.689,415 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
OMV Petrom Gas	24,92
Romgaz	23,52
Interagro Zimnicea	15,26
GDF SUEZ Energy Romania	12,32
E.On Energie Romania	6,94

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007, astfel încât toți clienții finali de gaze naturale au posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

Disponibilitatea unor informații corecte, suficiente și relevante cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale existente pe piață la un moment dat este o condiție determinantă în vederea asigurării unei piețe concurențiale.

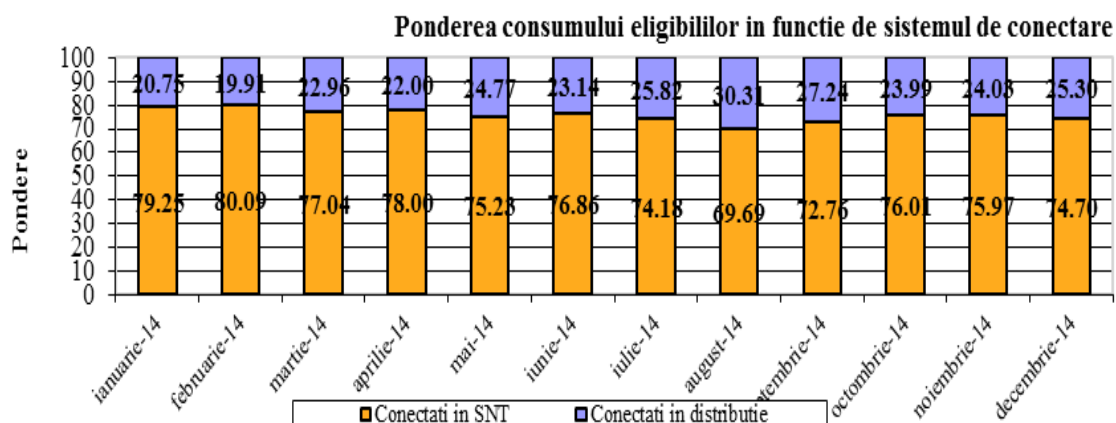
Accesul clienților finali la astfel de mijloace de informare cât mai variate și la îndemână reprezintă o măsură esențială pentru a permite acestora să realizeze propriile evaluări și comparații între oferte, alegând astfel în cunoștință de cauză furnizorul cu care să încheie un contract privind furnizarea negociată a gazelor naturale.

Luând în considerare eliminarea prețurilor reglementate (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv, la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, ANRE a instituit prin *Ordinul 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 naturale* un set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală.

La sfârșitul anului 2014, erau **10.558** clienți finali care și-au schimbat furnizorul pe piața concurențială de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **56,99 %**.

În anul 2014, din categoria clienților finali conectați direct la sistemul național de transport, circa 98,68% din clienți (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2014, ponderea clienților noncasnici conectați în sistemul de distribuție, care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat, a fost de circa 53,45 % din totalul acestora (din punct de vedere a cantității de energie consumată).



Potrivit Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

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

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

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

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

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

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

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

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

Conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 22/2012, cu modificările și completările ulterioare, începând cu luna februarie 2013 a început procesul de creștere a prețului producției interne și a prețurilor finale aferente activității de furnizare reglementată.

Angajamentele asumate de Guvernul României față de FMI, BM și CE și concretizate în *Memorandumul privind calendarul de eliminare a prețurilor reglementate la gazele naturale* aprobat în ședința de guvern din luna iunie 2012, publicat pe pagina de web a ANRE, prevedeau creșteri prognozate ale **prețurilor de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat** la data de 1 ianuarie 2014, 1 aprilie 2014, 1 iulie 2014 și 1 octombrie 2014.

La data de **1 ianuarie 2014**, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 50,60 lei/MWh, iar pentru clienții noncasnici a fost stabilit la valoarea de 72,00 lei/MWh. Ca urmare costul mediu al amestecului de gaze naturale din intern și din import la intrarea în sistemul de distribuție (inclusiv serviciile de înmagazinare și transport), numit sumă fixă unitară, pentru:

- clienții casnici și producătorii 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 pentru perioada ianuarie - martie 2014, a fost estimat la valoarea de 72,55 lei/MWh, față de valoarea anterioară de 71,50 lei/MWh, iar
- clienții noncasnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice care este destinată consumului populației pentru perioada ianuarie - martie 2014 a fost estimat la valoarea de 102,34 lei/MWh, față de valoarea anterioară de 99,05 lei/MWh.

La data de **1 aprilie 2014** prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată, respectiv pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 51,80 lei/MWh, iar prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată, respectiv pentru clienții noncasnici a fost stabilit la valoarea de 89,40 lei/MWh.

Prin urmare, în luna aprilie 2014, au fost publicate evaluările sumelor fixe unitare pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru perioada aprilie - iunie 2014, pentru clienții casnici și pentru clienții noncasnici, respectiv:

- pentru clienții casnici, valoarea de 67,68 lei/MWh;
- pentru clienții noncasnici, valoarea de 105,06 lei/MWh.

Conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 511/2014, pentru **perioada iulie - septembrie 2014**, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 53,30 lei/MWh, iar pentru clienții noncasnici a fost stabilit la valoarea de 89,90 lei/MWh.

Ca urmare, ANRE a estimat:

- suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici și producătorii 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 pentru perioada iulie-septembrie 2014, la valoarea de 70,62 lei/MWh, față de valoarea anterioară de 67,68 lei/MWh;
- suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții noncasnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice care este destinată consumului populației pentru perioada iulie-septembrie 2014, la valoarea de 107,19 lei/MWh, față de valoarea anterioară de 105,06 lei/MWh.

Ulterior, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 816/2014 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 511/2014, pentru **perioada octombrie–decembrie 2014** prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată pentru clienții casnici a fost stabilit la valoarea de 53,30 lei/MWh, iar pentru clienții noncasnici a fost stabilit la valoarea de 89,40 lei/MWh.

Procentele de ajustare a prețurilor finale reglementate pe parcursul anului 2014, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator licențiat care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată comparativ cu estimările din *Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali*, sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Data implementării	Clienți casnici		Clienți noncasnici	
	Creștere preț final prevăzută în calendar	Creștere preț final realizată	Creștere preț final prevăzută în calendar	Creștere preț final realizată
1 ianuarie 2014	2 %	1 %	4 %	2 %
1 aprilie 2014	2 %	-1 %	5 %	1 %
1 iulie 2014	3 %	3 %	5 %	1 %
1 octombrie 2014	3 %	0,35 %	4 %	-3 %
Total	10 %	3,35 %	18%	1 %

Astfel, la nivelul anului 2014, prețurile finale reglementate au înregistrat:

- o creștere de aproximativ 3% pentru clienții casnici și producătorii 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, față de 10% estimată conform calendarului, respectiv
- o creștere de aproximativ 1% pentru clienții noncasnici, cu excepția producătorilor de energie termică, pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice care este destinată consumului populației, față de 18% estimată conform calendarului.

Aplicarea prevederilor Calendarului de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali a necesitat realizarea de analize privind posibile evoluții ale prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă.

4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evidențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

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

5.1. Protecția consumatorilor

Energie electrică

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 sunt principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

În conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiază cca. **1.030.043 de consumatori** (cu 4,5% mai puțini decât în anul 2013) din totalul de **8.556.650 de consumatori casnici**.

În vederea valorificării optime de către clienții casnici a ajutorului acordat pentru încălzirea cu energie electrică (aprobat prin Ordonanța de Guvern nr. 27/27.08.2013 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 548 din 29 august 2013), ordinul pentru aprobarea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor casnici și asimilați consumatorilor casnici, care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate a fost modificat, astfel încât să permită clientului schimbarea tarifului social (avantajos numai în cazul unor consumuri lunare relativ mici) cu un alt tarif, pe perioada acordării ajutorului.

Precizăm că prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 28/2007*, este stabilită obligația operatorilor de distribuție de a oferi consumatorilor vulnerabili cu probleme de sănătate sau handicap fizic o serie de facilități precum: număr de telefon de urgență, înregistrarea ca instalație care necesită atenție specială din motive umanitare și evitarea deconectării.

Conform Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate consumatorilor, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 41/2004 și revizuit prin Ordinul ANRE nr. 69/2009, începând cu data de 1 ianuarie 2005, furnizorul de energie electrică are obligația ca, o dată pe an, dar nu mai târziu de 15 aprilie, factura pe care o emite fiecărui consumator pe care îl deservește să fie însoțită de **eticheta energiei electrice furnizate în anul calendaristic anterior**.

Eticheta energiei electrice conține următoarele informații, stabilite de furnizor pe baza declarațiilor transmise de producători:

- contribuția fiecărei surse primare de energie la acoperirea achiziției de energie electrică a furnizorului
- nivelul emisiilor specifice CO₂ și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel national.

Prin Ordinul ANRE nr. 64/2014 a fost aprobat noul **Regulament de furnizare a energiei electrice la clienții finali**. Principalele prevederi ale regulamentului se referă la:

- precizarea categoriilor de clienți și a condițiilor în care furnizorii de ultimă instanță asigură furnizarea energiei electrice în regim de serviciu universal sau în regim de ultimă instanță;
- stabilirea modului de contractare a energiei electrice și a serviciilor de transport și distribuție, a tipului și numărului de contracte necesare, a titularilor contractelor respective, în diverse ipoteze, cu prevederea unui nou mod de contractare a serviciilor de transport și distribuție în viitor;
- prevederea unei secțiuni dedicate clienților vulnerabili, în care se precizează măsurile luate de operatorul de rețea în cazul clienților vulnerabili din motive de sănătate/vârstă;
- scurtarea procesului de schimbare a furnizorului, creându-se condițiile de încadrare în termenul de 21 de zile impus de Directiva 72/2009/CE;
- conținutul minim de informații pe care trebuie să îl cuprindă factura de energie electrică; modul de facturare;
- clarificarea modului de alimentare a locurilor de consum racordate la rețelele electrice altele decât cele ale operatorului de distribuție concesionar, prin stabilirea regulilor aferente fiecărui caz în parte, corespunzător tipului de contract de furnizare utilizat;
- activități de informare a clienților finali ;
- reglementarea calității serviciului de alimentare cu energie electrică.

Procedura de schimbare a furnizorului de energie electrică de către clientul final, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 105/2014 reprezintă o actualizare a *Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 14/2011. Revizia documentului a avut ca scop armonizarea regulilor de schimbare a furnizorului aplicate în România cu legislația Uniunii Europene, în special cu prevederile Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de abrogare a Directivei 2003/54/CE. Principalele prevederi ale procedurii se referă la:

- scurtarea procesului de schimbare a furnizorului unui loc de consum la 21 de zile, conform prevederilor Directivei 72/2009/CE; clientul final are dreptul oricând de a denunța unilateral contractul de furnizare, cu respectarea condițiilor contractuale și cu obligația de a transmite furnizorului de energie electrică și operatorului de rețea o notificare cu cel puțin 21 de zile anterior datei schimbării furnizorului; este interzisă includerea în contractele de furnizare a energiei electrice a unor clauze care ar putea să împiedice realizarea schimbării furnizorului în termenul de 21 de zile;
- posibilitatea încheierii contractului de furnizare a energiei electrice în absența contractului de rețea;
- eliminarea posibilității suspendării procesului de schimbare a furnizorului de energie electrică, ca urmare a neachitării facturilor de energie electrică.

Având în vedere prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 referitoare la *piața reglementată, serviciul universal de furnizare a energiei electrice*, atribuțiile și modul de desemnare a *furnizorilor de ultimă instanță*, precum și necesitatea actualizării/armonizării cadrului de reglementare, în cursul anului 2014 au fost elaborate/revizuite următoarele proiecte de reglementare:

- Regulamentul 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;
- Contract cadru de furnizare a energiei electrice la clienții casnici ai FUI;
- Contract cadru de furnizare a energiei electrice la clienții noncasnici ai FUI;
- Metodologia de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali.

Totodată a fost introdus un mecanism concurențial de achiziție a energiei electrice de către FUI (licitații simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciu universal).

Având în vedere Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice care prevede ca statele membre să asigure implementarea unor sisteme de măsurare inteligentă care să contribuie la participarea activă a consumatorilor pe piața furnizării de energie electrică, prevederi care au fost transpuse și în legislația națională (Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale), în luna decembrie 2013 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 91/2013 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice.

Scopul ordinului este acela de a stabili funcționalitățile obligatorii și opționale pe care le vor îndeplini sistemele de măsurare inteligentă a energiei electrice care vor fi implementate în România, modul de realizare a implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice în perioada 2014 – 2020, precum și integrarea cu planurile de investiții ale responsabililor cu implementarea. Responsabilii cu implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice sunt operatorii de distribuție concesionari.

În baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 91/2013, în anul 2014, a început activitatea de analiză a propunerilor de proiecte pilot pentru implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, în vederea acordării avizelor conform prevederilor acestui ordin. Propunerile primite de la cei opt operatori de distribuție concesionari au fost analizate ținând cont de prevederile ordinului antemenționat. Prin Decizia ANRE nr. 125/03.04.2014 s-a constituit o comisie pentru gestionarea implementării proiectelor pilot pentru măsurarea inteligentă a energiei electrice. Comisia a stabilit Criteriile pentru avizarea proiectelor pilot pentru măsurarea inteligentă a energiei electrice.

Întrucât pe parcursul anului 2014 au survenit modificări semnificative în evoluția cadrului legislativ, cu deosebire prin intrarea în vigoare a Legii eficienței energetice nr. 121/2014, ale cărei prevederi trebuiau transpuse în ordinul privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă, precum și pentru a oferi posibilitatea unui număr cât mai mare de participanți la piața de energie electrică să fie incluși în cadrul procesului de implementare a sistemelor de măsurare inteligentă și nu în ultimul rând pentru a putea realiza o analiză cât mai fundamentată a proiectelor pilot pentru a asigura implementarea pe bază de criterii obiective, s-a inițiat modificarea și completarea Ordinului ANRE nr. 91/2013. Astfel în luna decembrie 2014 a fost aprobat Ordinul ANRE nr. 145/2014.

Operatorii de distribuție concesionari au transmis la ANRE propuneri de realizare în anul 2015 a unor proiecte pilot, ale căror rezultate să ofere informațiile necesare stabilirii condițiilor și elementelor privind elaborarea calendarului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă, precum și a planului național de implementare al sistemelor de măsurare inteligentă. ANRE a avizat 14 proiecte pilot în care sunt incluși un număr de 97787 clienți.

Beneficiile rezultate ca urmare a implementării unor sisteme de măsurare inteligentă se vor reflecta la clienții finali, prin posibilitatea managementului consumului de energie, ceea ce conduce la eficientizarea consumului și la economisirea de energie, acces la sisteme de tarife avansate, facilitarea procesului de schimbare a furnizorului, în contextul deschiderii pieței de energie electrică.

Gaze naturale

Având în vedere eliminarea prețurilor reglementate (pentru clienții noncasnici la data de 1 ianuarie 2015, respectiv la data de 1 iulie 2021 pentru clienții casnici) și dezvoltarea concurenței pe această piață, s-a impus instituirea unui set de măsuri de ordin legislativ care să asigure accesul clienților finali la informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, în etapa precontractuală și în etapa contractuală.

În consecință, ANRE a adoptat *Ordinul 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 naturale*. Punerea la dispoziția clienților finali a unor mijloace de informare cât mai variate și la îndemână reprezintă o măsură esențială pentru a permite clienților finali să realizeze propriile evaluări și comparații între condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale ale furnizorului actual și condițiile comerciale oferite de alți furnizori de pe piața internă de gaze naturale, alegând astfel să încheie în cunoștință de cauză un contract de vânzare-cumpărare a gazelor naturale aferent furnizării în regim negociat.

În acest sens, ordinul prevede că, în etapa precontractuală, furnizorii au obligația de a pune la dispoziția clienților finali informații privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale, atât prin mijloace proprii, cât și prin intermediul unei aplicații web interactive, care urmează să fie realizată și administrată de ANRE.

Pentru a da posibilitatea clientului final de a compara mai multe oferte, a fost instituită obligația furnizorului de a elabora oferte-tip pentru categoriile de clienți finali aflați în portofoliul propriu, care se încadrează în categoriile A1-A2 și B1-B4. Ofertele-tip sunt publicate de furnizor pe pagina proprie de internet și la punctul unic de contact, iar la cererea clientului final se pun la dispoziție și în formă tipărită sau în formă electronică, în mod gratuit. Totodată, pentru a putea fi comparate, a fost stabilit un set minim de informații, pe care trebuie să le conțină o ofertă-tip.

De asemenea, furnizorii de gaze naturale au obligația de a pune la dispoziția clientului final, în mod gratuit, o copie a contractului de vânzare-cumpărare a gazelor naturale, înainte de încheierea sau confirmarea încheierii acestuia.

În etapa contractuală, informațiile privind condițiile comerciale de furnizare a gazelor naturale sunt puse la dispoziția clienților finali prin intermediul contractului și prin intermediul facturilor și/sau a documentelor anexate acestora, având în vedere și dispozițiile referitoare la drepturile și obligațiile furnizorilor și clienților finali de gaze naturale din Legea nr. 127/2014 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Astfel, ordinul stabilește informațiile minime pe care furnizorul are obligația să le includă în contractul încheiat cu clientul final de gaze naturale, precum și obligația furnizorului de a notifica clientul final cu privire la orice intenție de modificare a condițiilor/clauzelor contractuale, inclusiv cu privire la orice majorare a prețului/tarifului practicat, și de a informa în momentul notificării cu privire la dreptul de a denunța contractul, în cazul în care clientul final nu acceptă noile condiții notificate.

În ceea ce privește informarea clienților finali prin intermediul facturilor și/sau a documentelor anexate, se urmărește ca aceștia să dispună de un minim de informații care să le permită evaluarea prețului final facturat, prin specificarea elementelor componente ale prețului, precum și înțelegerea modului de determinare a consumului facturat.

Pentru a oferi posibilitatea clienților finali de a-și ajusta propriul consum de gaze a fost introdusă obligația furnizorilor de a pune periodic, la dispoziția clienților finali (cel puțin o dată la 6 luni), informații cu privire la prețul și consumul lor efectiv de gaze naturale, comparații între consumul actual și consumul corespunzător aceleiași perioade a anului anterior și informații privind conceptul de eficiență energetică. Pentru a oferi tuturor clienților finali informații complete, corecte și precise privind consumul efectiv de gaze, este introdusă obligativitatea ca facturarea consumului de gaze naturale să fie efectuată de către furnizor pe baza consumului real, cel puțin o dată la 6 luni, în concordanță și cu prevederile Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică care stipulează că, până la 31 decembrie 2014, statele membre se asigură că informațiile cu privire la facturare sunt exacte și au la bază consumul real, facturarea fiind necesar a fi efectuată pe baza consumului real, cel puțin o dată pe an.

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.

Calitatea activității de furnizare se evaluează în baza unor indicatori de performanță pentru următoarele activități:

- a) contractarea gazelor naturale;
- b) facturarea contravalorii gazelor naturale furnizate;
- c) soluționarea sesizărilor clienților finali cu privire la condițiile de calitate a gazelor naturale furnizate;

- d) informarea clienților finali în conformitate cu cerințele acestui standard de performanță;
- e) rezolvarea reclamațiilor la adresa furnizorului formulate de solicitanți clienți finali cu privire la nerespectarea standardului de performanță;
- f) rezolvarea altor reclamații și cereri ale solicitanților clienților finali.

Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale stabilește următorii indicatori de performanță:

- a) indicatori de performanță garantați – IPG – indicatori care stabilesc nivelurile minime de performanță pentru desfășurarea activității de către furnizor și pentru a căror nerespectare furnizorul va plăti automat solicitantului/clientului final afectat penalitățile prevăzute în acest standard. Acești indicatori sunt:
 - IPG1 – Contractarea gazelor naturale;
 - IPG2 – Rezolvarea solicitărilor clienților finali cu privire la facturi;
 - IPG3 – Calitatea gazelor naturale furnizate;
 - IPG4 – Rezolvarea solicitărilor clienților finali cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale;
 - IPG5 – Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului.
- b) indicatorii de performanță anuali – IPA – indicatori care stabilesc nivelurile anuale de performanță în desfășurarea activității de furnizare a gazelor naturale. Furnizorul de gaze naturale are obligația de a raporta anual către ANRE nivelul de realizare a următorilor indicatori:
 - IPA1 – Procesarea cererilor de contractare;
 - IPA2 – Răspunsuri la solicitările clientului final;
 - IPA3 – Reluarea furnizării în cazul limitării/întreruperii ca efect al neîndeplinirii obligațiilor de plată;
 - IPA4 – Informații cu privire la indicatorii de performanță.

În anul 2014, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați – IPG, furnizorii au plătit penalități la 31 clienți casnici și 5 clienți noncasnici, în valoare totală de 7.445 lei.

Luând în considerare necesitatea încheierii, până la data de 1 ianuarie 2015, a contractelor de vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat de către clienții noncasnici, ANRE a aprobat *Ordinul nr. 107/2014 pentru stabilirea unor măsuri privind furnizarea gazelor naturale la clienții noncasnici în perspectiva eliminării prețurilor finale reglementate*.

Prin promovarea acestui ordin s-a urmărit, pe de o parte, informarea de către furnizori a clienților noncasnici din piața reglementată cu privire la etapele și implicațiile liberalizării pieței de gaze naturale pentru aceștia, prin intermediul unor notificări lunare în perioada noiembrie – decembrie 2014, iar pe de altă parte stabilirea regulilor privitoare la derularea raporturilor contractuale în care sunt implicați clienții noncasnici, pe fondul trecerii acestora de pe piața reglementată pe piața concurențială, în scopul asigurării continuității în furnizarea gazelor naturale în perioada sezonului rece pentru acei clienți noncasnici care nu au încheiat până la momentul liberalizării un contract de vânzare-cumpărare aferent furnizării negociate.

Astfel, au fost stabilite măsurile de informare ce se impun în vederea liberalizării pieței interne a gazelor naturale la data de 1 ianuarie 2015, respectiv notificarea lunară a clienților noncasnici de pe piața reglementată de către furnizorii acestora, în perioada 1 noiembrie – 31 decembrie 2014, cu privire la încetarea aplicabilității prețurilor reglementate începând cu data de 1 ianuarie 2015 și necesitatea încheierii până la 31 decembrie 2014 a contractelor de

vânzare-cumpărare aferente furnizării gazelor naturale în regim negociat, oferta comercială propusă, precum și informații privind opțiunile clientului noncasnic în situația neacceptării ofertei propuse de furnizor.

Totodată, prin acest ordin a fost introdusă o perioadă de tranziție, în care, clienților noncasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate până la data de 31 decembrie 2014, li se va asigura furnizarea gazelor naturale în baza contractelor de furnizare a gazelor naturale în vigoare la această dată, cu excepția prevederilor privind prețul final reglementat. Prețul facturat acestora va fi prețul din oferta propusă de furnizor. Prin introducerea acestei perioade de tranziție s-a urmărit asigurarea continuității furnizării gazelor naturale în perioada sezonului rece pentru acei clienți noncasnici care nu au încheiat până la data de 1 ianuarie 2015 un contract de vânzare-cumpărare aferent furnizării negociate.

ANRE monitorizează îndeplinirea de către furnizori a obligațiilor de notificare către toți clienții noncasnici din piața reglementată, precum și datele referitoare la activitatea de furnizare desfășurată în perioada de tranziție.

În ceea ce privește clienții vulnerabili care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale, aceștia beneficiază de ajutor lunar pentru încălzirea locuinței pe perioada sezonului rece, denumit ajutor pentru gaze naturale. Modalitatea de acordare a acestui ajutor este stabilită prin OUG nr. 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece, cu modificările și completările ulterioare, acesta fiind o măsură de sprijin, suportată din bugetul de stat și/sau, după caz, din bugetele locale, destinată clienților vulnerabili cu venituri situate până la un prag stabilit de lege și care are drept scop acoperirea integrală sau, după caz, a unei părți din cheltuielile cu încălzirea locuinței. Cuantumul ajutoarelor, precum și nivelul veniturilor se raportează la indicatorul social de referință – ISR.

5.2. Rezolvarea disputelor

Reclamații ale clienților finali

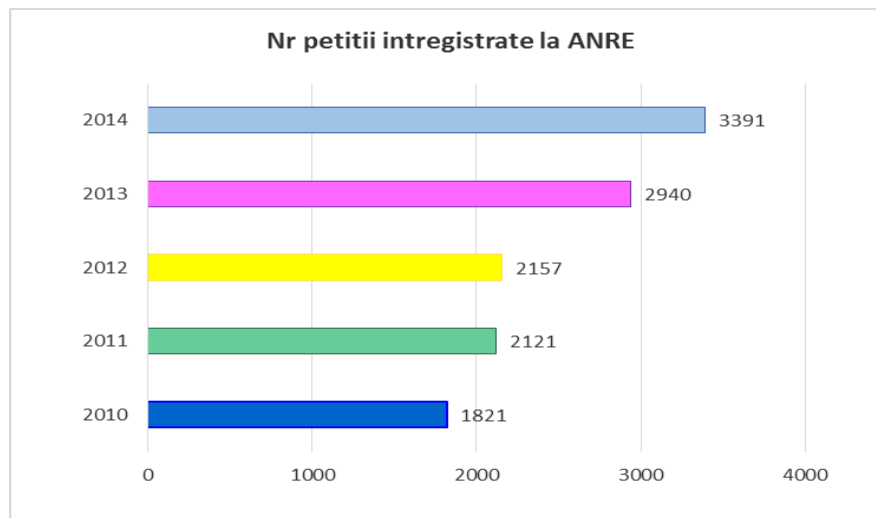
Obligațiile de gestionare a reclamațiilor clienților finali sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către clienții finali. Este obligatorie existența unui compartiment care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un client final care se consideră lezat de practicile titularului licenței. Se întocmește și se menține un registru de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către clienții finali, precum și a modului de soluționare a acestora. În anul 2014, titularii de licență de furnizare energie electrică au primit 244.460 petiții din partea clienților finali, iar titularii de licență de furnizare gaze naturale au primit 413.635 petiții.

În cazul în care clientul final nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE care, în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare, analizează și formulează răspunsuri cu privire la aspectele prezentate în petiții. Pentru petițiile care necesită verificări suplimentare se solicită acțiuni de control.

Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici se dovedesc îndreptățite, ANRE transmite acestora scrisori de atenționare prin care se stabilesc măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau sunt luate măsuri legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În cursul anului 2014, ANRE a înregistrat și soluționat un număr de **3391 petiții**, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectoarele energiei electrice și gazelor naturale.



Din totalul de 3391 petiții, 2539 au avut ca obiect sectorul energiei electrice și 852 sectorul gazelor naturale.

Un număr de 2626 petiții au fost transmise direct pe adresa ANRE, iar 765 petiții au fost redirecționate către ANRE prin intermediul altor instituții publice.

Energie electrică

În tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul energiei electrice:

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	689	27,1
2	Calitatea energiei electrice	359	14,1
3	Suspiciune sustragere de energie electrică	256	10,1
4	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	214	8,4
5	Solicitări informații cu caracter general	116	4,6

Prin **activitatea de control** desfășurată, reglementatorul urmărește realizarea unor lucrări și servicii de calitate corespunzătoare exigențelor de performanță cerute prin lege de către participanții care intervin în activitățile de producție, transport, distribuție, furnizare, și utilizare a energiei electrice, inclusiv acelor implicați în proiectarea și realizarea instalațiilor și echipamentelor folosite pentru realizarea acestor activități. În anul 2014 au fost realizate **803 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Gaze naturale

În cursul anului 2014, **852 de petiții** au avut ca obiect sectorul gazelor naturale. Toate petițiile primite au fost soluționate în termenul legal și în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, cu informarea petenților și a instituțiilor prin intermediul cărora au fost transmise la ANRE, după caz.

În tabelul următor sunt prezentate principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Lucrări instalații de utilizare, verificări, revizii	168	19,71
2	Contractare, facturare	140	16,43
3	Racordare la sistemul de distribuție	126	14,78
4	Acces la sistemul de distribuție	91	10,68
5	Furnizare, deconectare, sistare	47	5,51

ANRE a realizat **394 de controale în sectorul gazelor naturale** în cursul perioadei analizate. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**.

Valoarea totală a amenzilor aplicate atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale a fost de 37.301.054,2 lei.

Rezolvarea disputelor

În cursul anului 2014, au fost soluționate un număr 6 cereri privind **neînțelegeri în sectorul energiei electrice** apărute la încheierea contractelor. Au fost aplicate prevederile *Procedurii privind soluționarea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul energiei electrice și termice produse în cogenerare de înaltă eficiență*, aprobată prin anexa la Ordinul ANRE nr.35/2013.

În sectorul gazelor naturale, ANRE a mediat o **neînțelegere precontractuală în sectorul gazelor naturale**, conform *Procedurii privind medierea neînțelegerilor apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/2013.

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 2014 au fost primite 2 cereri de soluționare a disputelor în sectorul energiei electrice și 3 cereri în sectorul gazelor naturale.

Disputele privind accesul la rețea au fost rezolvate majoritar prin răspunsurile formulate la sesizările primite, fără a fi necesară emiterea unor decizii în acest sens.

Cadrul de reglementare elaborat de ANRE și implementat prin ordine și decizii are un impact major asupra realităților economice și sociale, având în vedere că acesta are caracter de obligativitate pentru persoanele juridice și fizice reglementate.

Posibilitatea de contestare a actelor administrative cu caracter individual sau normative ale reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori.

Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de către persoanele fizice sau juridice care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

Situația curentă a litigiilor aflate pe rolul instanțelor judecătorești:

Total: 430 cauze în derulare în anul 2014, din care 139 au fost finalizate în mod definitiv.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor de judecată, în anul 2014, în domeniul energiei electrice, al gazelor naturale și al eficienței energetice, în funcție de obiectul acestora, este prezentată mai jos:

- contencios administrativ - 105 de cauze;
- drept contravențional - 180 de cauze;
- insolvență - 54 de cauze;
- dreptul muncii - 10 de cauze;
- pretenții - 72 cauze;
- obligația de a face - 1 cauză;
- drept penal - 1 cauză;
- liberul acces la informații de interes public – 2;
- fond funciar – 1 cauză;
- acțiuni în constatare – 4 cauze;
- plângere carte funciară – 1 cauză.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2014, respectiv de 139, 96% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE.

Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică, gaze naturale și eficiență energetică, **menționăm că toate ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și al gazelor naturale (de ex. Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Radet, Electrică Furnizare, OMV Petrom, GDF, E.ON Energie, Transgaz, producătorii de energie electrică din surse regenerabile ș.a.) și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrativ au fost soluționate favorabil ANRE în procent de 100 %.**