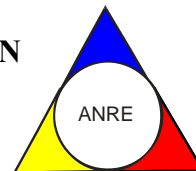




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN  
DOMENIUL ENERGIEI**



# **RAPORT NAȚIONAL 2012**

**31 iulie 2013**

## CUPRINS

<b>1. Cuvânt înainte .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Realizări importante în perioada de raportare .....</b>	<b>6</b>
<b>3. Piața energiei electrice .....</b>	<b>51</b>
<b>3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....</b>	<b>51</b>
3.1.1. Separarea activităților.....	51
3.1.2. Funcționare tehnică .....	52
3.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	58
3.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	62
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	68
<b>3.2. Promovarea concurenței.....</b>	<b>68</b>
3.2.1. Piața angro de energie electrică.....	68
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică .....	87
<b>3.3. Securitatea alimentării cu energie .....</b>	<b>96</b>
<b>4. Piața gazelor naturale .....</b>	<b>100</b>
<b>4.1.Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....</b>	<b>100</b>
4.1.1. Separarea activităților.....	100
4.1.2. Funcționare tehnică .....	102
4.1.3. Tarife de rețea și racordare.....	104
4.1.4. Aspecte transfrontaliere.....	107
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene.....	109
<b>4.2. Promovarea concurenței.....</b>	<b>109</b>
4.2.1. Piața angro de gaze naturale.....	109
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale .....	113
<b>4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale.....</b>	<b>118</b>
<b>5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale .....</b>	<b>119</b>
<b>5.1. Protecția consumatorilor .....</b>	<b>119</b>
Energie electrică.....	119
Gaze naturale.....	121
<b>5.2. Rezolvarea disputelor .....</b>	<b>122</b>
Energie electrică.....	123
Gaze naturale.....	123

## 1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru 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 privind organizarea și funcționarea ANRE. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2012- 31 decembrie 2012, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

Necesitatea atingerii țintelor stabilite la nivel european privind finalizarea pieței interne de energie până în anul 2014 au determinat Comisia Europeană să propună un Plan de acțiune care vizează patru direcții principale: implementarea legislației europene, întărirea capacității consumatorilor de a participa la piață, realizarea unui sistem energetic european, limitarea posibilelor intervenții ale statului, pentru asigurarea îndeplinirii țintelor propuse.

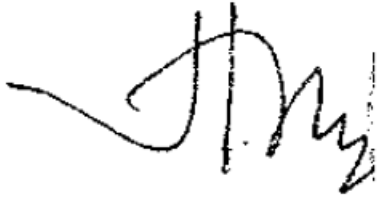
Mare parte din acțiunile propuse de Comisia Europeană în perspectiva atingerii țintelor propuse se regăsesc în legislația națională adoptată în anul 2012 și în pachetul de măsuri anexat calendarelor de eliminare a prețurilor reglementate la consumatorii finali de energie electrică, respectiv gaze naturale convenit cu reprezentanții Fondului Monetar Internațional, Comisiei Europene și Băncii Mondiale. Dintre acestea amintim:

- **Transpunerea în legislația națională a prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ** prin adoptarea Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE;
- **Parcurgerea etapelor de eliminare a prețurilor reglementate** în conformitate cu termenele prevăzute în calendarele aprobate la nivel guvernamental;
- **Diminuarea impactului asupra consumatorilor a procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate** prin propunerea de măsuri în cadrul memorandumurilor aprobate de Guvern cum ar fi: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului, detalierea facturilor de energie electrică. Clienții vulnerabili vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate;
- **Elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente** pentru măsurarea consumului de energie de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeana pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat fezabilitatea implementării contoarelor inteligente pentru consumatorii de energie electrică, iar pentru cei de gaze, instalarea va fi opțională și va rămâne la latitudinea operatorilor de distribuție;
- **Participarea alături de ceilalți reglementatori europeni, în cadrul ACER, în procesul de adoptare și implementare a codurilor europene de rețea.**

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**

AAC – capacitate de interconexiune deja alocată

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

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

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

NTC – capacitatea netă de transport

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

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

PE - piața de echilibrare

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

TRM – marja de siguranță a interconexiunii internaționale

## 2 Realizări importante în perioada de raportare

Transpunerea în legislația națională a prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ s-a făcut în anul 2012 prin adoptarea Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 și a Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE.

Principalele elementele de noutate ale **Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012**, publicată în Monitorul Oficial nr.485/16.07.2012, se referă la:

- **Alegerea modelului de separare a operatorului de transport și sistem.** România a ales modalitatea „operator de sistem independent”(ISO), atât pentru sectorul gazelor naturale cât și pentru cel al energiei electrice, în condițiile în care rețelele de transport sunt proprietate publică a statului. Acest model permite certificarea operatorului de transport și sistem cu respectarea prevederilor comunitare, concomitent cu păstrarea regimului juridic de proprietate existent, asigurând în același timp, o separare efectivă a intereselor legate de transport față de cele legate de producere și furnizare,
- **Renunțarea la tarifele reglementate pentru consumatorii finali și dezvoltarea piețelor concurențiale de energie electrică și gaze naturale.** Se prevede renunțarea etapizată la tarife reglementate pentru clienții noncasnici respectiv casnici, în condițiile asigurării suportabilității acestei măsuri de către clienții finali. A fost inclus în lege și principiul „non-reversibilității” la tarife reglementate a unui consumator odată ce a optat pentru piața concurențială,
- **Protecția consumatorilor.** Se dispune înființarea unor Comisii de soluționare a disputelor pe piețele angro și cu amănuntul, ca organisme independente extrajudiciare, organizate în cadrul ANRE. În același sens, este stipulat și dreptul clienților finali de energie electrică de a apela la serviciile unui mediator, în conformitate cu prevederile Legii nr. 192/2006 privind medierea și organizarea profesiei de mediator, cu modificările și completările ulterioare,
- **Consolidarea piețelor concurențiale de energie electrică și gaze naturale** prin creșterea transparenței, centralizarea tranzacțiilor, implementarea de noi platforme de tranzacționare în sectorul gazelor naturale, reglementarea activității operatorului de piață,
- Potrivit noii legi ANRE va avea și **atribuții de investigare** cu privire la funcționarea piețelor energiei electrice și gazelor naturale în care decide și impune orice măsuri proporționale necesare pentru promovarea unei concurențe efective și pentru asigurarea unei funcționări corespunzătoare a pieței. După caz, autoritatea competentă are, de asemenea, competența de a coopera cu Consiliul Concurenței și cu autoritățile de reglementare a pieței financiare sau cu Comisia Europeană în desfășurarea de investigații în domeniul dreptului concurenței,
- Pentru a garanta un regim concurențial eficient, se prevede în sarcina ANRE **monitorizarea permanentă a funcționării pieței de energie și gaze naturale** în vederea evaluării nivelului de eficiență, transparență și concurență al acestora, a continuității în alimentare și elaborarea de rapoarte anuale privind activitatea desfășurată, problemele sesizate, soluțiile aplicate și rezultatele obținute. Tot în sarcina ANRE revine și **monitorizarea modului de aplicare a schemelor de sprijin pentru promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie electrică și în cogenerare de înaltă eficiență în scopul evitării supracompensării.**

ANRE deține drepturi corespunzătoare pentru desfășurarea de investigații și competențele aferente în legătură cu **soluționarea litigiilor** care au ca obiect sau sunt în legătură cu

---

operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție sau metodologiile de calcul a tarifelor aferente activităților de transport și distribuție, emise de ANRE.

Principalele elementele de noutate ale **Legii nr. 160/2012**, publicată în Monitorul Oficial nr. 685/03.10.2012, **conferă autorității de reglementare statutul de autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică, aflată sub control parlamentar. Finanțarea ANRE este asigurată integral din venituri proprii**, (tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, contribuții anuale percepute operatorilor economici reglementați din sectorul energiei electrice și termice și al gazelor naturale, precum și din fonduri acordate de organisme internaționale) instituția fiind independentă decizional, organizatoric și funcțional.

Membrii Comitetului de reglementare **acționează în mod independent** de orice interes al participanților la piața de energie electrică sau cea de gaze naturale, **nu solicită și nu acceptă instrucțiuni directe** din partea vreunei entități publice sau private în îndeplinirea atribuțiilor de reglementare care le revin, **nu desfășoară activități cu caracter lucrativ** în sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale, cu excepția celor cu caracter didactic de instruire profesională, **nu dețin acțiuni sau părți sociale și nu pot avea calitatea de membru în organele de conducere la societăți comerciale** cu obiect de activitate în sectorul energiei electrice, termice și al gazelor naturale sau în orice alte domenii care se află în competența ANRE, în condițiile legii.

Atribuțiile și competențele ANRE au fost de asemenea completate, principalele prevederi suplimentare fiind legate de un rol crescut al autorității în promovarea piețelor concurențiale de energie și gaze naturale, piețelor regionale de energie în sprijinul realizării pieței interne europene de energie și dezvoltarea cooperării cu autorități de reglementare din statele membre, în facilitarea accesului la rețea și dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil, sustenabil și eficient, orientat către consumator.

## **A. Piața energiei electrice**

### **1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea**

#### **1.1. Separarea activităților**

În condițiile în care rețeaua de transport de energie electrică din România este proprietatea publică a statului, modelul de separare ales a fost cel al **operatorului independent de sistem**.

În vederea certificării, pentru transpunerea integrală a prevederilor referitoare la independența operatorului de transport și de sistem, prin act normativ al Guvernului elaborat la propunerea ministerului de resort, se stabilește entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorii economici care desfășoară activități de producere și furnizare, pe de o parte, precum și entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorul de transport și sistem, pe de altă parte. Întrucât măsurile de separare cerute de lege au fost adoptate abia în anul 2013, prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013, care a intrat în vigoare la data de 27 martie 2013 decizia de certificare nu a putut fi emisă în anul 2012.

Toate cele 8 societăți cu rol de operator de distribuție au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice în anul 2007. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 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.

## 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. Noua legislație adoptată în luna iunie 2012 nu modifică atribuțiile autorității de reglementare în stabilirea regulilor pe această piață.

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.

În luna decembrie 2012 pe această piață operau 22 producători, care dețineau un număr total de 139 unități dispecerizabile și erau înregistrate 108 PRE.

Volumul total tranzacționat pe PE în anul 2012 a scăzut cu 21% față de anul 2011, dar este cu 25% mai mare decât volumul total tranzacționat în anul 2010. Valoarea lunară s-a situat constant sub cea tranzacționată pe PZU; relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2012 este, în general, corectă, în condițiile în care principalul producător hidro – Hidroelectrică - a prelungit până la sfârșitul lunii aprilie 2012 „forța majoră” declarată în octombrie 2011, respectiv a reactivat-o pentru perioada august-noiembrie 2012.

Începând cu luna ianuarie 2012, producția prioritară necontrolabilă (produsă din surse regenerabile) suportă cheltuielile înregistrate cu dezechilibrele pe piața de echilibrare.

### 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
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,434	1,187	0,857	1,792	0,817	2,639	1,059	1,19

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 durată 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 durată cumulată a întreruperilor lungi la numărul total de consumatori alimentați (deserviți) de OD.

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 foarte mici.

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2012 sunt prezentate mai jos.

Zona de activitate	SAIFI Întreruperi planificate	SAIFI Întreruperi neplanificate datorate OD	SAIFI Întreruperi total
Urban	0.4	3.9	4.3
Rural	1.6	7.5	9.2
Valori medii pe țară	0.9	5.5	6.5

Zona de activitate	SAIDI Întreruperi planificate	SAIDI Întreruperi neplanificate datorate OD	SAIDI Întreruperi total
Urban	101.0	271.0	372.0
Rural	422.0	1063.0	1485.0
Valori medii pe țară	246.0	630.0	876.0

**Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate prin Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE.**

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

**Timpul mediu de emiterie a avizelor tehnice de racordare** în anul 2012 pentru România a fost de 13.5 zile. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de fiecare OD.

**Timpul mediu de emiterie a contractelor de racordare** a fost de 4 (mai exact 3,8) zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat și 10 zile pentru Enel Dobrogea și Enel Muntenia. 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.

Un studiu al Băncii Mondiale (*Doing Business in Romania, 2012*) aprecia în România un timp mediu de conectare la rețea de aprox. 7 luni, de la prezentarea cererii de racordare până la finalizarea acesteia. În conformitate cu prevederile art. 9, lit q) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, autoritatea de reglementare aprobă regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public. În aceste condiții, autoritatea de reglementare a început procesul de revizuire a prevederilor regulamentului existent pentru a-l adapta și aproba în conformitate cu cerințele legislației în vigoare.

### **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.

Luna februarie 2012 s-a caracterizat printr-o situație energetică dificilă, ajungându-se la situația de lipsă de rezervă de energie la vârfurile de sarcină, din cauza lipsei de combustibil în centralele pe hidrocarburi, a opririi centralelor eoline și lipsei apei de alimentare din cauza înghețului în unele centrale. Măsurile luate de autoritățile competente sunt detaliate în capitolul 3.3.

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

În anul 2012, operatorul de transport și sistem a înregistrat 65 de cereri de conectare la rețea, dintre care una pentru unități de producere de energie utilizând combustibil convențional (450 MW) și 64 pentru unități utilizând surse regenerabile de energie (5903 MW). Solicitățile de racordare la rețea pentru unitățile utilizând surse regenerabile de energie au crescut semnificativ din momentul aplicării prevederilor Legii 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Numărul total de racordări efectiv realizate în cazul rețelei de transport, în anul 2012, au fost de 26 din care 5 pentru unități utilizând combustibil convențional (890 MW) și 21 pentru unități utilizând surse regenerabile de energie (620 MW).

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**.

Modul de dispecerizare a energiei electrice produse din surse regenerabile este reglementată prin *Ordinul ANRE nr. 33/2012 privind instituirea unor reguli pe piața de echilibrare producătorilor de energie electrică ce beneficiază de sisteme de promovare*, care stabilește **dispecerizarea sa cu prioritate**.

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

### 1.3. Tarife de rețea și racordare

#### Tarife de rețea

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60 /2007, stabilește modul de determinare a veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Tariful pentru serviciul de transport se determină prin utilizarea unei metodologii de **tip venit plafon**.

Tariful mediu de transport nu a fost modificat pentru anul 2012. Astfel, acest tarif a fost menținut în anul 2012 la nivelul de 18,77 lei/MWh, așa cum a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2010. Tariful mediu de injecție (TG) a fost de 8,6 lei/MWh, iar valoarea tarifului mediu de extragere (TL) a fost de 10,18 lei/MWh.

**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 perioada 1 ianuarie 2012 – 1 iulie 2012 tarifele specifice de distribuție au fost menținute la nivelul celor aprobate prin Ordinul ANRE nr. 44/2010, iar prin Ordinul ANRE nr. 24/2012, acestea au crescut începând cu 1 iulie 2012 în medie cu 2,93 % față de cele din anul 2011.

La nivelul anului 2012 a fost distribuită o cantitate de 41584 GWh energie electrică, în scădere cu circa 1,7 % față de anul 2011, an în care s-a distribuit o cantitate de 42318 GWh.

Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat se realizează în baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru distribuția energiei electrice de către persoane juridice, altele decât operatorii principali de distribuție a energiei electrice, precum și a condițiilor pentru retransmiterea energiei*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 3/2007. Metoda de reglementare adoptată este de tip „cost plus”; la total costuri considerate justificate se consideră o rată a profitului de maxim 5%. În anul 2012 ANRE a aprobat tarife pentru serviciul de distribuție unui număr de 27 de prestatori.

## Tarife de racordare

Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE. În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, regulamentul va fi revizuit și aprobat prin ordin al ANRE.

### 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 a continuat să se realizeze coordonat, prin licitații explicite, pe termen lung (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), pe granițele cu Ungaria și Bulgaria.

Pe granița cu **Serbia**, Transelectrica a organizat licitații pe termen lung pentru 50% din capacitate, restul fiind alocați de OTS din țara vecină.

În **luna decembrie 2012**, a fost semnat acordul dintre Transelectrica și EMS-JP Elektromreza (Serbia) de organizare a procedurilor de alocare bilaterală coordonată și transparentă pentru 100% din capacitatea de interconexiune dintre cele două țări, începând cu ianuarie 2013. Astfel, conform noului acord și pe principiul rotației anuale, în 2013 licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice sunt organizate de Transelectrica, în timp ce EMS organizează licitațiile zilnice.

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. Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intrazilnice utilizează principiul netuirii, iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Capacitatea câștigată în urma desfășurării acestui tip de licitații nu poate fi transferată către un alt participant.

În urma **licitației anuale**, valori ale C1 care denotă existența participanților dominanți, au fost înregistrate pe granița cu Bulgaria la export (C1=58% și C3=90%), pe granița cu Serbia la export (C1=49% și C3=93%) și pe granița cu Serbia la import (C1=45% și C3=78%).

La **licitațiile lunare**, valori superioare nivelului de 40% al cotei de piață s-au înregistrat în unele luni pe granița cu Bulgaria (ambele direcții) și la import din Ucraina și Serbia, iar în urma **licitațiilor zilnice**, cota de piață a depășit limita respectivă pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, în ambele direcții.

În urma organizării **licitației anuale** pe fiecare graniță și direcție pentru 2012 s-au înregistrat prețuri mari pe granița cu Bulgaria, pe direcția import, cu valori cuprinse în intervalul 13,81-31,58 euro/MW/h (licitația anuală a fost organizată pentru 3 perioade diferite, deoarece ATC a fost diferit pentru aprilie-septembrie față de restul anului). Pe celelalte granițe prețurile au fost sub 5 euro/MW/h și mai mici față de același tip de prețuri obținute din licitația anuală pentru 2011. În cazul direcției export, prețul cel mai mare a fost înregistrat pe granița cu Serbia, în perioada septembrie-decembrie 2012, când a atins 14 euro/MW/h.

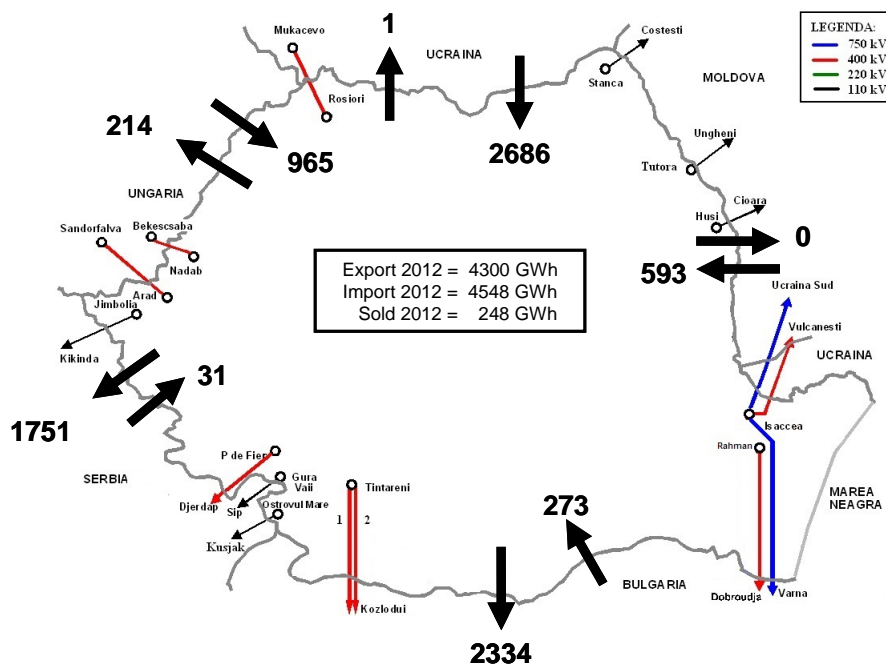
La **licitațiile lunare**, prețurile cele mai mari s-au înregistrat tot pe direcția import, pe granița cu Bulgaria, maximul fiind atins în luna ianuarie 2012, când s-a înregistrat prețul de 61,82 euro/MW/h.

În urma desfășurării **licitațiilor zilnice**, în majoritatea intervalelor orare, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria au existat prețuri diferite de zero; pe granița cu Ungaria la import s-au înregistrat valori maxime de preț de 35 euro/MW/h și respectiv 25 euro/MW/h, în timp ce pe granița cu Bulgaria maximele nu au depășit 15 euro/MW/h la import, la export aceste valori fiind ne semnificative.

Cel mai ridicat **grad mediu anual de utilizare a capacității totale alocate** în urma licitațiilor a fost cel de pe granița cu Serbia pe direcția export și Bulgaria pe direcția import. Interesul pentru utilizarea capacității alocate pe granița cu Ungaria a scăzut față de anul 2011, atât la import, cât și la export. În fiecare lună au existat participanți care și-au transferat capacitatea câștigată la licitațiile anuale și lunare către alți participanți.

Peste 90% din veniturile obținute de CN Transelectrica SA în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), în special din alocarea capacității pe granița cu Bulgaria direcția import, granița cu Serbia direcția export și cea cu Ungaria direcția export. Veniturile din licitațiile zilnice au provenit în special din alocările pe granița cu Ungaria direcția import și export. Deși pe unele intervale orare au existat solicitări de capacitate la licitațiile intra-zilnice, nu au existat venituri din respectivele capacități alocate, interesul participanților fiind în continuare scăzut pentru acest tip de licitații.

Fluxurile fizice totale pe granițele României în anul 2012, separat pe sensurile de import/export cu considerarea tranzitelor sunt prezentate schematic pe total an în figura următoare.



### Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țările terțe

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune semnificativă a activității CN Transelectrica SA în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context, există o serie de proiecte de infrastructură menite să crească capacitatea de interconexiune pentru îmbunătățirea schimburilor reciproce de energie dintre sistemele vecine și eliminarea unor eventuale congestii:

- pe interfața de sud-vest a țării, CN Transelectrica SA și EMS-JP Elektromreza (Serbia) colaborează pe baza unui Joint Position Paper (semnat în 2011) la proiectul de interes comun privind construcția LEA 400 kV dublu circuit de interconexiune Reșița (RO)-Pancevo (RS). Lungimea totală a liniei LEA 400 kV Reșița-Pancevo este de 131 km, din care 63 km pe teritoriul României și 68 km pe teritoriul Serbiei;
- pe interfața de nord-est, CN Transelectrica SA și IS Moldelectrica (Moldova) colaborează pentru realizarea liniei LEA 400 kV Suceava-Bălți ;
- în cadrul cooperării cu TEIAS (Turcia) pentru realizarea unui cablu submarin de 400 kV între România și Turcia, a fost finalizat studiul de fezabilitate contractat de CN Transelectrica SA cu firma suedeza VPC-Vattenfal, proiectul aflându-se în etapa de stabilire a investitorilor strategici și constituirea societății de proiect pentru construire și operare .

În luna **aprilie 2012**, au fost finalizate negocierile privind înființarea Coordinated Auction office Ltd. – CAO în sud-estul Europei, CN Transelectrica SA fiind încă de la început, unul din principalii susținători ai proiectului. CAO este un proiect regional inițiat de CE, actualmente coordonat de CE și Comunitatea Energetică a statelor din sud-estul Europei, având drept scop alocarea coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiune. Prin participarea la acest proiect, CN Transelectrica SA a făcut un pas important în implementarea reglementărilor europene în domeniul energiei privind integrarea regională ca o primă etapă în reorganizarea pieței unice europene de energie electrică.

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

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- stabilirea planului de dezvoltare în perspectivă care să asigure dezvoltarea rețelei de transport, corespunzător dimensionată pentru transportul energiei ce va fi produsă, importată, exportată sau tranzitată și;
- asigurarea funcționării SEN în condiții de siguranță și realizarea transportului energiei electrice la un nivel de calitate corespunzător cu prevederile Codului tehnic și al Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice;
- materializarea activității de planificare a dezvoltării prin: inițierea procedurilor necesare promovării noilor investiții în rețeaua de transport estimate ca eficiente, evaluarea costurilor marginale pe termen lung pentru fiecare nod al rețelei de transport, oferirea bazei de date pentru determinarea tarifelor pentru serviciile de transport și de sistem.

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.



## Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

ANRE a continuat cooperarea cu autoritățile naționale de reglementare din țările vecine în scopul aplicării unitare a prevederilor Regulamentelor 714/2009/CE și 715/2009/CE. În acest context o atenție deosebită a fost acordată cooperării cu Ungaria și Bulgaria în scopul promovării **alocărilor implicite a capacităților de interconexiune și a aspectelor de cuplare a piețelor de energie**. Au fost organizate întâlniri bilaterale atât cu reglementatorii maghiari cât și cu cei bulgari.

În data de 14 decembrie 2011, în urma unui proces de analiză și evaluare în cadrul grupului de lucru național (MECMA, ANRE, SC Opcom SA 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. Comitetul director al 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 cursul anului 2012, activitatea grupului de lucru organizat la nivel național format din reprezentanții ANRE, ME, CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA a continuat, fiind organizate întâlniri cu partenerii din proiectul regional de cuplare Cehia-Slovacia-Ungaria pentru identificarea pașilor ce urmează a fi parcurși. În data de 22.10.2012 a fost aprobat de către primul-ministru Memorandumul cu tema *Aderarea României la proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria*, document prin care se aproba aderarea României la Proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria și se solicită evaluarea preliminară a costurilor induse de aplicarea noilor soluții și suportarea acestor costuri, dacă dimensiunea acestora este acceptabilă, prin recunoașterea lor în cadrul tarifelor aprobate de autoritatea de reglementare pentru Operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica SA și Operatorul pieței de energie electrică SC Opcom SA.

### 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, (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 2012 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

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem nu a fost finalizat în anul 2012, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

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

Pentru o identificare completă a modului de îndeplinire a obligațiilor CN Transelectrica SA prevăzute în Regulamentul CE nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, autoritatea de reglementare a decis efectuarea unei acțiuni de control, care a debutat în iunie 2012. Au fost solicitate operatorului de transport și sistem detalii privind demersurile efectuate pe fiecare cerință din Regulamentul european, cu prezentarea stadiului acțiunilor. De asemenea, au fost supuse acțiunii de control modul în care sunt respectate prevederile privind transparența și furnizarea de informații, inclusiv cele de publicare, din punct de vedere al conținutului, ritmicității, momentului publicării și duratei disponibilității informațiilor.

## 2. Promovarea concurenței

### 2.1. Piața angro de energie electrică

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

Piața angro (PAN) cuprinde totalitatea tranzacțiilor desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie electrică, care se desfășoară pe piața cu amănuntul (PAM).

Modelul **pieței angro de energie electrică** este structurat în următoarele componente:

- **contracte bilaterale** (reglementate, negociate sau încheiate prin licitații pe piețele centralizate de contracte),
- tranzacții încheiate pe **piața pentru ziua următoare (PZU)** sau **pe piața intra-zilnică (ID)**, în care participanții își ajustează poziția contractuală sau pentru a obține profit din diferența între prețurile de contract și prețul spot.
- **piața de echilibrare (PE)**, care asigură acoperirea diferențelor dintre producția notificată și consumul prognozat. Pentru dezechilibrele înregistrate participanții își asumă responsabilitatea financiară.

Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente a contractelor pe piața concurențială a fost organizată **Piața centralizată a contractelor bilaterale**, ce include două modalități de tranzacționare, respectiv modalitatea de tranzacționare conform căreia contractele sunt atribuite prin licitație publică (**PCCB**) și modalitatea de tranzacționare conform căreia contractele sunt atribuite printr-un proces combinat de licitații și negociere (**PCCB-NC**). Piața centralizată a contractelor bilaterale a fost completată la finele anului 2012 cu **un cadru organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari (PMC)**.

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).

*Legea energiei electrice și gazelor naturale*, nr. 123/2012, instituie obligația ca pe piața concurențială, tranzacțiile cu energie electrică să se încheie în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, ceea ce implică eliminarea posibilității încheierii pe piața angro de contracte negociate bilateral, odată cu intrarea în vigoare a legii.

Legea nr. 123/2012 instituie principii concurențiale similare cu cele pentru tranzacțiile cu energie electrică și pentru tranzacțiile cu servicii tehnologice de sistem, pe care operatorul de



transport și sistem trebuie să le realizeze pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, prin mecanisme concurențiale.

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**

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000-2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro de energie electrică, până în anul 2012, când, în urma aplicării HG nr. 1024/2011 și a HG nr. 1023/2011 au fost înființați prin fuziune doi importanți producători de energie electrică din surse convenționale. Astfel, din luna iunie 2012, a intrat pe piața de energie electrică producătorul Complexul Energetic Oltenia (CE Oltenia) – o nouă societate comercială administrată în sistem dualist prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg. Jiu, Complexul Energetic Turceni (CE Turceni), Complexul Energetic Rovinari (CE Rovinari) și Complexul Energetic Craiova (CE Craiova), iar din luna noiembrie 2012 și-a început activitatea Complexul Energetic Hunedoara (CE Hunedoara), înființat prin fuziunea Electrocentrale Deva și Electrocentrale Paroseni.

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2012, de producători a fost de 53,793 TWh, din care, cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a totalizat 52,107 TWh.

Anul 2012 a fost caracterizat de menținerea unuia dintre cei mai importanți producători din sectorul energetic, Hidroelectrică, în stare de forță majoră, aplicată contractelor comerciale de vânzare a energiei electrice aflate în derulare. Aplicarea clauzei de forță majoră a început în toamna anului 2011 și a continuat pe parcursul primelor 4 luni ale anului, din cauza persistenței factorului declansator - deficit hidrologic sever, care a afectat râurile interioare și în special fluviul Dunărea. După o perioadă de 3 luni, în care a activat pe piața de energie electrică în condiții normale, din cauza scăderii accentuate a debitelor pe Dunăre și pe principalele râuri interioare și ținând seama de prognozele nefavorabile până la sfârșitul anului, Hidroelectrică a făcut demersurile pentru activarea celei de-a doua clauze de forță majoră în toate contractele comerciale de vânzare a energiei. Hidroelectrică a ieșit din cea de-a doua stare de forță majoră la sfârșitul lunii noiembrie 2012.

O altă situație excepțională, cu impact major asupra activității pe piața de energie a aceluiași mare producător, a fost intrarea în procedură generală de insolvență, în scopul reorganizării activității conform unui plan de reorganizare, aplicabilă de la sfârșitul lunii iunie 2012. Cererea de intrare în insolvență a fost explicată de Hidroelectrică prin existența secetei prelungite de la sfârșitul anului 2011 și începutul anului 2012, printre altele, cu efecte în diminuarea cifrei de afaceri a producătorului, a pierderilor financiare înregistrate în decursul unui an și jumătate și a reducerii fluxurilor de numerar.

Față de anul 2011, în 2012 s-au înregistrat scăderi la energia livrată pe aproape toate tipurile de combustibil convențional, cu excepția celui gazos. Scăderea cea mai mare s-a înregistrat la energia produsă din combustibil fosil lichid (cu 18,5%) și sursă hidro (cu cca. 18,1%, din cauza celor două situații de forță majoră din cursul anului), iar cea mai mică a fost înregistrată la energia produsă pe bază de combustibil nuclear (2,4%), această cantitate de energie rămânând la aproximativ același nivel ca și în anii precedenți. În timp ce toate celelalte tipuri de surse, cu excepția celei gazoase, pe baza căreia s-a produs și livrat cu aproape 3% mai mult decât în 2011 (datorată în mare parte intrării în producție a CCCC Petrom), au determinat

scăderi ale energiei livrate în rețele, energia din sursă eoliană (produsă doar de producătorii dispecerizabili) a fost de aproape 2 ori mai mare față de anul trecut, ajungând la un total anual de peste 1,8 TWh. Pe lângă respectiva cantitate, cca. 1 TWh a fost produs de producătorii eolieni nedispecerizabili sau aflați pe parcursul anului în perioade de probă. Pe total, în 2012, s-a înregistrat **o scădere cu peste 6% a energiei electrice injectate în rețele** și produse atât din surse convenționale, cât și din cele neconvenționale, din unități dispecerizabile.

**În anul 2012, în România s-a importat o cantitate de cca 1402 GWh și s-au exportat 1149 GWh;** valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor lunare realizate de operatorul de transport și sistem (OTS). Comparativ cu anul 2011, importul a crescut cu cca 35%, în timp ce exportul a scăzut cu mai mult de 61%, atât cel realizat de furnizorii concurențiali, cât și cel al Hidroelectrica, din cauza deficitului de energie înregistrat de-a lungul anului. Pentru prima dată în ultimii 5 ani România a fost importator net de energie.

Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de cca 52,36 TWh, cu 2,6% mai mic decât cel din 2011; cu excepția lunilor februarie, iunie și iulie 2012, când nivelele consumului intern calculat în modul descris mai sus a fost mai mare decât în lunile corespunzătoare anului 2011, consumul intern a înregistrat lunar scăderi procentuale de o cifră, cea mai mică dintre ele fiind cea din luna august (0,7%) și cea mai mare, cea din luna noiembrie (6,7%).

### Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2012

Evoluția volumelor de energie electrică tranzacționate pe componentele pieței angro de energie sunt prezentate în tabelul următor.

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2012 - GWh	Evoluție față de anul 2011 - % -	Pondere din consumul intern din 2012 - % -
Piața contracte reglementate	23707	▼ 15,4	45,3
Piața contracte pe platforme de brokeraj	16020	▼ 11,1	30,6
Piața contracte negociate direct	36536		69,8
Export	1149	▼ 61,0	2,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale	8551	▲ 70,0	16,3
Piața pentru Ziua Următoare	10718	▲ 20,8	20,5
Piața intrazilnică	7	▲ 62,0	0,2
Piața de Echilibrare	4709	▼ 2,6	9,0

Comparativ cu situația anului 2011, se remarcă o scădere a cantităților tranzacționate pe fiecare din tipurile de contracte reglementate, contractele negociate direct sau pe platforme de brokeraj, cea mai mare scădere însă înregistrând-o exportul, care s-a redus simțitor, în special cel pe care îl realiza Hidroelectrica, la acest lucru contribuind atât cele două stări de forță majoră instituite, cât și insolvența declarată la mijlocul anului. **În schimb, creșteri**

**importante de cantități tranzacționate s-au înregistrat pe cele două piețe centralizate organizate la nivelul operatorului de piață, mai ales din cauza schimbărilor produse prin Legea nr. 123/2012, survenite începând cu luna august 2012.**

Datorită caracterului concurențial și transparent al piețelor organizate centralizat, creșterile volumelor tranzacționate pe PZU, pe piața centralizată a contractelor bilaterale (care a înregistrat o creștere importantă) și volumele tranzacționate (chiar dacă nesemnificative) pe piața intra-zilnică sunt considerate ca evoluții pozitive ale acestor segmente de piață angro.

În tabelul următor sunt prezentate prețurile medii pe componentele pieței angro.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro*	2012 - lei/MWh -	2011 - lei/MWh -	Evoluție 2012 față de 2011 - % -
Piața contracte reglementate	189,75	164,29	▲ 15,5
Piața contracte pe platforme de brokeraj	212,97	-	-
Piața contracte negociate direct	204,15	177,88	▲ 14,8
Export	223,15	192,78	▲ 15,8
Piața centralizată a contractelor bilaterale	215,25	171,78	▲ 44,2
Piața pentru Ziua Următoare*	217,47	221,20	▼ 1,7
Piața intrazilnică**	297,57	281,71	▲ 22,0
Piața de Echilibrare***	291,68	283,13	▲ 3,0

\* prețul mediu anual este cel publicat de SC Opcom SA și se calculează ca medie aritmetică simplă

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

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

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

- i. prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață;
- ii. toate prețurile includ componenta TG 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 2012, față de 2011, indică următoarele:

- o creștere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte, cu excepția prețului mediu pe PZU, care a scăzut, însă, cu un procent mic;
- creșterea mare a prețului mediu de pe PCCB (inclusiv PCCB-NC) la livrare față de anul 2011, cu maxime medii lunare în perioada octombrie-decembrie, de peste 220 lei/MWh, perioadă în care s-au tranzacționat cantitățile de livrat în anul 2013;
- prețul mediu anual pe contractele încheiate pe platforme de brokeraj a fost cu puțin mai mic decât cele obținute pe platformele organizate la nivelul Opcom;
- prețul mediu anual la export înregistrat pe contractele furnizorilor concurențiali a fost în jur de 257 lei/MWh, în timp ce prețul de pe contractele încheiate de Hidroelectrica, singurul producător exportator a fost de 146 lei/MWh.

## ***Piața contractelor bilaterale reglementate***

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2012, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de distribuție și doar în primele 3 luni ale anului, pentru acoperirea pierderilor în rețeaua de transport.

Cantitățile de energie electrică pe contracte reglementate aprobate prin decizii ANRE pentru furnizorii implicați și operatorii de distribuție au reprezentat cca. 98,7% din totalul vânzărilor producătorilor pe piața reglementată, fiind acoperite în proporție de cca. 50,8% de producătorii pe bază de combustibil convențional, de cca. 30,9% de producătorul nuclear și de cca. 16,9% de producătorul hidro, diferența constituind-o vânzările pe contracte reglementate către operatorul de transport, pe contracte de întraajutorare între producători sau vânzări pe piața cu amănuntul de energie electrică.

Din totalul vânzărilor producătorilor, cantitățile vândute pe piața reglementată au reprezentat cca. 46% din total (24233 GWh), diferența fiind înregistrată pe piața concurențială, inclusiv prin contracte bilaterale directe (27958 GWh). Se face precizarea că volumele menționate nu includ tranzacțiile realizate pe piața de echilibrare/dezechilibre.

CN Transelectrica SA a achiziționat și în primele 3 luni din 2012, pe contracte reglementate de la producători, energie electrică pentru acoperirea pierderilor în RET, la prețuri de 250 lei/MWh, respectiv 350 lei/MWh, cantitatea totală astfel achiziționată în trimestrul I 2012 fiind de cca. 175 GWh. Diferența necesară pentru acoperirea pierderilor a fost cumpărată de pe PZU în toate cele 3 luni.

Din luna martie 2012, însă, CN Transelectrica SA a demarat achiziționarea respectivei energii de pe PCCB, prin introducerea de oferte de cumpărare, pentru ca, din aprilie, întreaga achiziție de energie destinată acoperirii pierderilor să se desfășoare exclusiv prin mecanisme concurențiale, de piață (PZU și PCCB), la prețuri mult mai mici.

În anul 2012, furnizorii implicați au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 72259 TJ (20072 GWh) pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat; din care cca 91% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice a fost de 161,54 lei/MWh.

Pentru operatorii de distribuție, achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în anul 2012 cca 91% din total, restul energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului propriu al rețelelor de distribuție fiind achiziționată de pe piața concurențială. În total, operatorii de distribuție au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 23810 TJ (6614 GWh). Prețul mediu de achiziție a fost de 162,18 lei/MWh.

## ***Piața concurențială***

În piața concurențială sunt cuprinse toate tranzacțiile realizate în urma contractelor negociate bilateral între diverși participanți (inclusiv revânzările succesive), precum și tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate (PCCB, PCCB-NC, PZU, PI, PE) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație.

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

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială			100% (27958 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>48,6%</b>
	1.	Cu furnizori	33,0%
	2.	Cu parteneri externi (export)	1,3%
	3.	Cu alți producători	0,9%
	4.	Cu distribuitori	0,0%
	5.	Cu consumatori	13,4%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>29,6%</b>
	1.	Cu furnizori	28,0%
	2.	Cu distribuitori	0,0%
	3.	Cu alți producători	0,0%
	4.	Cu operatorul de transport	1,6%
	5.	Cu consumatori	0,0%
<b>C.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>21,9%</b>

Facem precizarea că producătorii nu au încheiat contracte pe platformele de brokeraj, încheierea acestor tipuri de contracte caracterizând în exclusivitate activitatea furnizorilor concurențiali.

Prețurile medii de tranzacționare a energiei de către producători pe piața concurențială (care au fost aduse în valori comparabile prin includerea doar a componentei Tg a tarifului de transport) au fost de 174 lei/MWh pentru vânzarea negociată la furnizorii concurențiali, 146 lei/MWh la export, un preț mediu anual de 78 lei/MWh la alți producători (din cauza prețului mic practicat de OMV Petrom la vânzarea către Hidroelectrică, pentru energia electrică produsă în grupul aflat în perioada de probe).

Pentru livrările producătorilor pe contractele încheiate pe piețele centralizate de contracte au rezultat prețuri medii de cca. 215 lei/MWh pentru vânzarea la furnizorii concurențiali și un preț mediu de 230 lei/MWh pentru vânzarea către Transelectrica; prețul mediu de vânzare al producătorilor pe PZU a fost de cca 229 lei/MWh, apropiat de cel din anul 2011, în timp ce pe contractele de export a fost de 146 lei/MWh, cu 8% mai mare decât cel la livrările la export din anul precedent.

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% (69612 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>70,7%</b>
	1.	Cu alți furnizori	36,6%
	2.	Cu parteneri externi (export)	1,1%
	3.	Cu producători	2,3%
	4.	Cu operatori distribuție	0,0%
	5.	Cu consumatori	30,7%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate pe alte platforme de brokeraj</b>		<b>23,0%</b>
<b>C.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>0,4%</b>
	1.	Cu alți furnizori	0,2%
	2.	Cu producători	0,0%
	3.	Cu operatorul de transport	0,2%
<b>D.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>5,9%</b>

Se remarcă faptul că 23% din cantitatea de energie electrică vândută de furnizori pe piața de energie electrică o reprezintă tranzacțiile derulate pe platformele de brokeraj internaționale, cu prețul mediu de 212,98 lei/MWh.

Prețurile medii de vânzare realizate de furnizori pe piața concurențială în 2012 (inclusiv componenta Tg a tarifului de transport) au fost de 214,97 lei/MWh pentru vânzările negociate către alți furnizori, 228,17 lei/MWh la export, 227,54 lei/MWh pe contracte negociate către producători și de 225,74 lei/MWh către consumatorii finali, cu precizarea că acest ultim preț nu include costurile de rețea (transport, distribuție, servicii de sistem).

Pentru tranzacțiile pe PZU, prețul mediu realizat de către furnizori a fost de 218,17 lei/MWh, iar pentru livrările pe contracte încheiate pe piețele centralizate, acesta a fost de 192,38 lei/MWh cu producătorii, de 231,14 lei/MWh cu furnizorii, respectiv de 214,46 lei/MWh cu operatorul de transport.

### **Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică**

#### *Producere*

În anul 2012, **puterea netă disponibilă în sistemul energetic național a fost de 18756 MW**, cu cca. 8% mai mare față de cea din anul precedent. **Creșterea a fost determinată în principal de punerea în funcțiune a unui număr mare de capacități de producție eoliene.** Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de puterea disponibilă netă a fost, în 2012, de 1891. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva, SC Electrocentrale Paroșeni și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile, în perioada 2004–2012, fără aplicarea principiului dominanței (pe baza structurii legale). Deoarece majoritatea producătorilor de energie electrică se află în proprietatea statului sau a comunităților locale (prin intermediul Ministerului Economiei, AVAS, Consiliilor Locale), supravegherea indicatorilor de concentrare se face în mod curent pe baza structurii sectorului din punct de vedere legal (ca societăți cu personalitate juridică), considerați suficient de relevanți pe piața din România.

#### **Evoluția valorilor medii anuale ale C1 și HHI pe baza energiei electrice livrată în rețele de producătorii dispecerizabili**

<b>Anul</b>	<b>C1</b>	<b>HHI</b>
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1632
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914

*Sursa: date producători dispecerizabili, prelucrare ANRE*

Se constată că valoarea de 1914 a indicelui HHI pentru anul 2012, determinată în funcție de energia anuală livrată în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile, a depășit pragul de 1800, care delimitează piețele cu concentrare moderată a puterii de piață de cele cu



concentrare excesivă. Gradul ridicat de concentrare pe partea de producere și livrare de energie electrică este determinat și de faptul că la mijlocul anului 2012, trei dintre cei mai importanți producători de energie electrică din sursă clasică au fuzionat, modificând în consecință toți indicatorii de concentrare. Astfel, cota primului producător (CE Oltenia, noul participant la piață, producător termo, rezultat în urma fuziunii) a fost de 30,4% iar cota primilor trei producători (CE Oltenia la care s-au adăugat producătorul hidro și cel nuclear) a fost de 73,4%.

#### *Piața pentru ziua următoare*

Indicatorul de concentrare HHI la vânzarea pe PZU a avut valori care, în general, indică o piață cu concentrare mai mică în primele 6 luni, cu valori lunare ale HHI în domeniul 444-889; după fuziunea celor 3 complexe energetice care funcționează pe bază de combustibil clasic într-unul singur, CE Oltenia SA, HHI atinge cu valoarea de 1958 din luna iulie, nivelul maxim lunar înregistrat până în prezent la vânzare pe această piață în ultimii 5 ani. Cu excepția lunii octombrie 2012, CE Oltenia a fost lider la vânzările pe această piață în a doua jumătate a anului 2012, cu cote de piață care au variat în domeniul 13,05-33,41%. Valorile HHI s-au menținut relativ crescute până în ultimile 2 luni din an, când au intrat din nou în domeniul unei piețe neconcentrate.

Pe partea de cumpărare, situația lunară a anului este diferită de cea de vânzare, în sensul că valorile HHI înregistrate în prima parte din 2012 situează piața în registrul unei piețe cu concentrare moderată, în timp ce în ultimile 4 luni din an, această concentrare se reduce simțitor. Cele mai mari valori ale cotei de piață a principalului cumpărător s-au înregistrat în primele 2 luni (peste 30%, cu un maxim în luna ianuarie 2013 – 34%), valorile sale situându-se apoi pe un trend descrescător spre sfârșitul anului, când a atins valoarea minimă din an (în luna decembrie - 11%).

#### *Piața centralizată a contractelor bilaterale*

Indicatorii de concentrare calculați pe baza volumelor de energie aflate în livrare, contractate anterior, în conformitate cu contractele atribuite prin licitație publică în sesiunile anterioare, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pentru ambele modalități de tranzacționare ale pieței centralizate de contracte.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe piața centralizată a contractelor bilaterale, organizată la nivelul operatorului de piață SC Opcom SA, în perioada 2005-2012:

#### **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

*Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA*

Se constată că ponderea cea mai mare la vânzarea pe această piață este deținută de participantul rezultat în urma fuziunii celor 3 complexe energetice, CE Oltenia, a cărui cotă de

piață a fost obținută luând în calcul inclusiv cantitățile livrate pe contractele câștigate de complexele energetice din care s-a format, de dinainte de fuziune.

#### *Piața de echilibrare – PE*

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative anuale pentru perioada 2006-2012 ale indicatorilor de concentrare, determinați 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
CI	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	95%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446

*Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE*

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2012 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2012 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață, iar valoarea maximă a fost revizuită începând cu data de 15 septembrie 2012 și a crescut de la 400 lei/MWh la 450 lei/MWh. Se menționează faptul că indicatorii de concentrare ai pieței de echilibrare au fost calculați prin includerea energiei efectiv livrate de CE Craiova, CE Rovinari și CE Turceni în primele 5 luni ale anului în energia efectiv livrată de CE Oltenia, respectiv de valorile înregistrate în primele 10 luni de Electrocentrale Deva și Electrocentrale Paroșeni în energia efectiv livrată de CE Hunedoara.

#### *Piața serviciilor tehnologice de sistem*

Această piață funcționează pe tipuri de rezerve secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă, pe care OTS (operatorul de transport și sistem) le contractează reglementat sau concurențial (pe bază de licitații) de la producătorii calificați pentru acest tip de servicii. Întrucât pe piața de servicii de sistem există în mod constant o concentrare ridicată (producătorul hidro fiind capabil să realizeze cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor se realizează, în principal, prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS. În anul 2012, OTS a achiziționat pe bază de licitații, cca. 4% din totalul cantității contractate pentru rezerva secundară, 10% din cea destinată rezervei terțiare rapide, în timp ce pentru rezerva terțiară lentă a contractat prin licitație cca. 38% din întreaga cantitate necesară.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare anuali pentru piața serviciilor tehnologice de sistem pentru perioada 2008-2012.

Anul/componenta		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
<b>2008</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	82,6	82,6	78,2
	C3 (%)	98,6	91,2	100
componenta	C1 (%)	77,5	92,5	64,3



concurențială	C3 (%)	100	100	97,8
	HHI	6516	8605	4765
<b>2009</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	62,2	80,2	71,7
	C3 (%)	88,7	90,4	100
componenta concurențială	C1 (%)	-	-	42,1
	C3 (%)	-	-	82,7
	HHI	-	-	2869
<b>2010</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	71,3	83,0	44,2
	C3 (%)	92,5	90,0	90,2
componenta concurențială	C1 (%)	-	-	-
	C3 (%)	-	-	-
	HHI	-	-	-
<b>2011</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	56,1	80,2	40,2
	C3 (%)	83,5	88,3	84,7
componenta concurențială	C1 (%)	-	77,0	63,4
	C3 (%)	-	93,3	96,5
	HHI	-	6089	4815
<b>2012</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	53,0	82,5	46,5
	C3 (%)	98,9	93,2	89,3
componenta concurențială	C1 (%)	93,9	98,4	51,6
	C3 (%)	100	100	88,0
	HHI	8858	9679	3500

Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE

## 2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

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

În anul 2012 pe piața cu amănuntul au activat 62 de furnizori, dintre care 12 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați. Pe piața reglementată au acționat 5 furnizori implicați – 1 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat.

Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat la 31 decembrie 2012 a fost de **8.991.838**, din care consumatori casnici **8.437.104** și consumatori non casnici **554.734**. De remarcat că din totalul consumatorilor casnici la nivel național, **1097** au devenit consumatori eligibili, consumul anual al acestora fiind însă extrem de scăzut.

Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **20.880 GWh**, înregistrând o creștere de 3% față de anul 2011, în condițiile menținerii consumului final total aproximativ la nivelul anului 2011.

În decembrie 2012, pe piața concurențială erau prezenți **13.467** consumatori eligibili, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2012 fiind de **25.105 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 2%.

Numărul de consumatori care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere ușoară în anul 2012. Energia electrică furnizată acestora a scăzut în primele 4 luni, respectiv în ultimele două luni ale anului și a crescut în lunile mai, iulie și octombrie, înregistrând în luna decembrie valori mai mici decât în luna ianuarie 2012. Începând cu datele lunii 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.

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2004-2012, prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestora (în sensul scăderii concentrării).

**Valorile indicatorilor de concentrare  
a pieței concurențiale cu amănuntul**

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

Anul 2012 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.

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

Indicatori - an 2012	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	50	27	26	15	13	20	28	12
C3 - % -	77	54	45	35	33	41	44	30
HHI	2972	1314	1091	702	740	1204	1161	530
Consum - GWh -	56.3	1307	2081	5797	2859	2459	10547	25105
NR. FURNIZORI	27	48	50	49	25	13	22	62
nr. furnizori impliciti	5	5	5	5	4	3	2	5
nr. furnizori concurențiali	15	35	35	36	17	9	11	45
nr. producatori	7	8	10	8	4	1	9	12

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2012, 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 2012 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)	0,013	0,409
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	7,241	8.986
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7,346	14,302
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,033</b>	<b>7,649</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat o ușoară creștere 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 o dublare a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mari, corelat cu o reducere cu 43% a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mici și casnici, respectiv cu 30% pentru categoria necasnici foarte mari.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a înregistrat o creștere cu 70% comparativ cu valorile rezultate anul trecut. Se remarcă migrarea consumatorilor cu cantități mari de energie de la un furnizor la altul.

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 2012 sunt prezentate în tabelul următor.

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)	4	38	84	2851
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	29	50	1607
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	14	35	718
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>59</b>	<b>1472</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

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.

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2012 indică:

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

- piață cu concentrare mare pentru segmentul pieței cu amănuntul corespunzător consumatorilor necasnici mici și casnici.

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

Evoluția prețurilor medii de revenire determinate pentru perioada 2005-2012 este prezentată mai jos:

Tip consumatori	Preț mediu de revenire							
	Euro/MWh							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumatori alimentati in regim reglementat	79	90	102	96	87	91	90	90
Consumatori alimentati in regim concurential	40	48	56	61	57	58	60	67

Se remarcă creșterea prețurilor medii de revenire înregistrată pe piața concurențială în anul 2012 ca efect al secetei prelungite din anul 2011 - 2012, intrarea în insolvență a SC Hidroelectrica SA în luna iunie 2012, punerea în funcțiune și intrarea în exploatare comercială a unităților de producere energie regenerabilă, etc.

Ca urmare a analizelor efectuate asupra evoluției tarifelor de distribuție, a prețurilor de achiziție ale furnizorilor implicați, costurilor cu certificatele verzi etc., a rezultat necesitatea de **creștere a tarifelor reglementate la nivel național, pentru energia electrică** livrată de furnizorii de ultimă instanță și/sau furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, **cu 5%** față de valorile aprobate prin Ordinele ANRE nr. 102/2009 și 103/2009, începând cu data de **1 iulie 2012**.

*Memorandumul de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și Scrisorile de Intenție semnate cu Fondul Monetar Internațional*, parte integrantă a Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană cuprind **cerința privind eliminarea prețurilor reglementate pentru consumatorii noncasnici și casnici în sectorul energiei electrice.**

Procesul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate a fost preluat și de prevederile *Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012*. Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice la consumatorii finali a fost aprobat prin Memorandum al Guvernului în luna martie 2012.

Procesul de eliminare treptată a tarifelor reglementate a început la data de 1 septembrie 2012 pentru clienții noncasnici, respectiv va începe la data de 1 iulie 2013 pentru clienții casnici și se finalizează la 31 decembrie 2013 pentru clienții noncasnici și respectiv 31 decembrie 2017 pentru clienții casnici.

**Primele două etape ale calendarului de eliminare a tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice la consumatorii finali au fost parcurse în anul 2012.** Astfel, în perioada 1 septembrie -31 decembrie 2012 cantitatea de energie electrică din contractele reglementate ale consumatorilor noncasnici a fost redusă cu 15%, furnizorii de ultimă instanță trebuind să-și completeze necesarul de energie electrică cu achiziții de pe piața liberă de energie. De asemenea, începând cu 1 ianuarie 2013, o a doua tranșă de 15% a fost aplicată.

În acest context, la nivelul operatorului de piață s-au desfășurat acțiuni de îmbunătățire a mediului de tranzacționare existent, prin dezvoltarea de platforme de tranzacționare dedicate marilor consumatori industriali și încheierii de contracte bilaterale pe termen lung.

Pentru consumatorii necasnici care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, tarifele practicate pentru componenta de piață concurențială - **CPC** au fost evidențiate distinct în factură, aceste

tarife fiind în prealabil avizate de ANRE. Tarifele CPC valabile pentru perioada 1 septembrie – 31 decembrie 2012 au fost publicate pe pagina de internet a ANRE.

Tariful CPC reprezintă costurile cu achiziția de energie electrică din piața concurențială, la care se adaugă costurile pentru serviciul de transport, serviciul de sistem, servicii prestate de operatorul pieței centralizate, costurile pentru serviciul de distribuție, costurile pentru serviciul de furnizare, fără a include costul cu achiziționarea certificatelor verzi.

Prin aplicarea tarifului CPC în perioada 01.09.2012-31.12.2012, corelat cu creșterea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor necasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, a rezultat o majorare a prețului mediu al energiei electrice facturate acestei categorii de consumatori.

Odată cu intrarea în vigoare, la data de **26 iulie 2012**, a Legii nr. 134/2012, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 505/23.07.2012, care a modificat și completat legislația pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, valoarea certificatelor verzi se facturează separat de tarifele/prețurile pentru energia electrică, și se evidențiază separat pe factura de energie electrică.

Valoarea certificatelor verzi regăsită în factură reprezintă produsul dintre:

- valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate (CV/MWh), cotă estimată de către ANRE;
- cantitatea de energie electrică facturată (MWh);
- prețul mediu ponderat al certificatelor verzi tranzacționate pe piața centralizată.

Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în tabelul următor.

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Preț achiziție energie	Taxe	Preț total
Consumator casnic cu un consum anual cuprins între 1000 și 2500 kWh/an	47.52	-	31.53	30.23	109.28
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	20.16	-	53.08	19.07	92.32
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	17.66	-	49.72	17.00	84.38
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	12.31	-	49.75	15.63	77.68

**Cursul anual din 2012 pentru Euro: 4,4560 RON**

În vederea diminuării impactului negativ al procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate asupra consumatorilor, în cadrul memorandumului aprobat de Guvern referitor la calendarul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate, au fost propuse o serie de măsuri de protecție a consumatorilor, printre care: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a

consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului.

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 definește „*clientul vulnerabil*” ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru aceștia se stabilesc prin acte normative. Clienții vulnerabili vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

Stabilirea categoriilor de clienți vulnerabili și a modalităților de protejare a acestora la nivel național, cât și promovarea legislației privind implementarea măsurilor de protecție de natură financiară a clienților vulnerabili se află în lucru, constituind unul din subiectele negocierilor cu FMI, CE și Banca Mondială.

Până la introducerea unor astfel de programe, ca instrument de protecție socială pentru asigurarea unui nivel minim de consum de energie electrică se utilizează tariful social. Astfel, 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. **1.118.809 de consumatori** (cu 4,8% mai puțini decât în anul 2011) din totalul de **8.437.104 de consumatori casnici**.

Precizăm că prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* aprobat 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.

### 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.

Luna februarie 2012 s-a caracterizat printr-o situație energetică dificilă, ajungându-se la situația de lipsă de rezervă de energie la vârfurile de sarcină, din cauza lipsei de combustibil în centralele pe hidrocarburi, a opririi centralelor eoline și lipsei apei de alimentare din cauza înghețului în unele centrale.

Situația meteorologică dificilă din zonă și lipsa de combustibil au determinat atât ESO-EAD (OTS-ul din Bulgaria), cât și EMS (OTS-ul din Serbia) să informeze Transelectrica asupra



declanșării stării de forță majoră în Bulgaria (din 08 februarie 2012), respectiv Serbia (11 februarie 2012), având drept consecință suspendarea tuturor importurilor dinspre Bulgaria și suspendarea pieței de alocare a capacităților de interconexiune pe direcția către Serbia.

Astfel, în data de 13.02.2012, Transelectrica a fost nevoită să aplice reducerea graficelor de export conform procedurii operaționale privind „Definirea situațiilor de urgență pentru care Transelectrica poate restricționa dreptul participanților de a utiliza capacitatea de interconexiune câștigată în cazul licitațiilor și modificarea operativă a graficelor de schimb”, având Avizul ANRE nr. 7/09.02.2012.

În conformitate cu prevederile *Hotărârii de Guvern nr. 83/2012 privind adoptarea unor măsuri de siguranță pe piața de energie electrică*, în perioada 16.02-15.03.2012, Transelectrica a avut dreptul de a adopta în regim de urgență măsuri de siguranță într-o anumită ordine: limitare/sistare livrare la export (excepție face exportul pentru tranzite), apoi aplicarea Normativului de limitare a consumului de energie în situații critice în SEN. Astfel, în perioada 14-23.02.2013 Transelectrica a redus în unele intervale orare capacitatea alocată la licitațiile zilnice pe direcțiile export către Ungaria și Bulgaria, în vederea realizării unei funcționări în condiții de siguranță a SEN.

Din data de 24.02.2012, Transelectrica a sistat reducerile de capacitate alocată pe direcția export, o dată cu îmbunătățirea condițiilor meteorologice și creșterea rezervelor de combustibil în centralele termoelectrice și a debitelor afluențe pe Dunăre și pe principalele râuri interioare.

### 3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2012, producția de energie electrică a fost de 59,04 TWh, cu aproximativ 5% mai mică față de cea din anul 2011. Consumul intern a fost de cca 59,3 TWh, cu cca 1,2% mai mic decât cel din 2011, dar care a fost acoperit atât din producția internă cât și din import, pentru prima oară în ultimii cinci ani soldul import-export fiind pozitiv (0,25 TWh).

În anul 2012, alături de creșterea contribuției centralelor electrice eoliene de la 2 % din total producție în 2011 la aproximativ 5 % din total producție în 2012, se remarcă o scădere a producției termoelectrice (cărbuni: de la 42 % în 2011 la 40 % în 2012) și hidroelectrice (apă: de la 24 % în 2011 la 21 % în 2012, ca urmare a activării de către S.C. Hidroelectrică S.A. a *clauzei de forță majoră*, având ca efect imediat diminuarea contractelor către furnizori). Se remarcă în schimb o ușoară creștere a ponderii centralelor pe baza de hidrocarburi (1 %), datorată în mare parte intrării în piață a CCCC Petrom S.A (860 MW).

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2012 de 18,756 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.

2012 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere neta disponibila	17355	18580	18544	18803	18693	18828	18828	18589	18652	18655	18739	18871
Consum	7649	7928	6501	7263	6522	7032	6732	5309	6127	6507	7253	7728

Sursa: CN Transelectrica SA

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvanței sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2013-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a trei scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	19,70	19,90	20,20	20,20	22,30	22,30
Consum (GW)	8,33	7,43	9,24	7,60	9,48	7,80	10,51	8,62

Scenariul B	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	19,80	20	20,40	20,60	24,40	24,40
Consum (GW)	8,33	7,43	9,24	7,60	9,48	7,80	10,51	8,62

Scenariul EU 2020	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	20,40	20,80	21	21,20	25,70	25,70
Consum (GW)	7,89	7,74	8,23	8,07	8,42	8,27	9,28	9,11

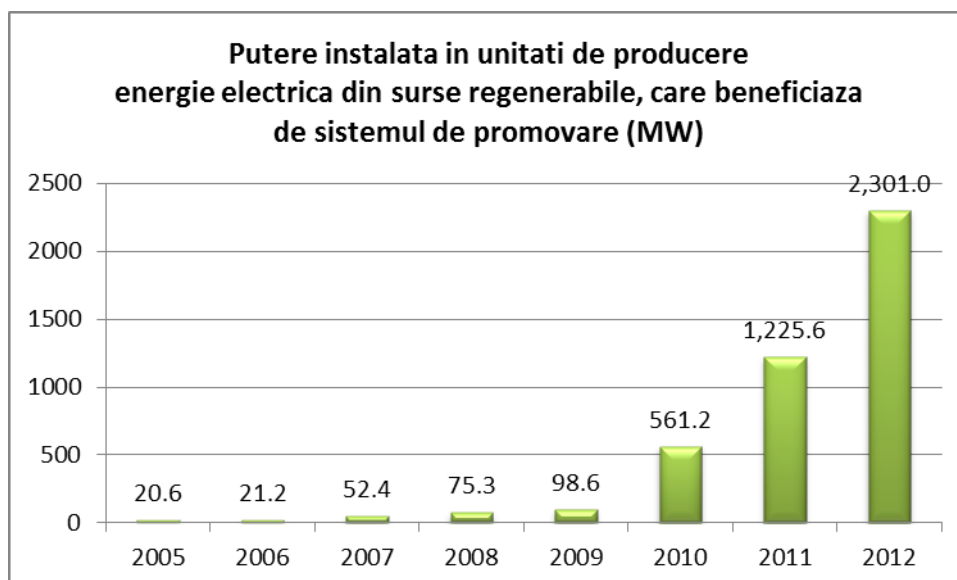
### 3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

În anul 2012 au fost acordate 151 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice-54, centrale eoliene – 42, centrale pe hidrocarburi -12, centrale hidroelectrice-29, centrale utilizând biogaz – 3, centrale utilizând biomasă - 9, centrale utilizând deșeuri – 1, centrale utilizând cărbune 1).

Puterea instalată în capacitățile autorizate utilizând surse regenerabile a fost de 1738 MW (centrale fotovoltaice – 253 MW, centrale eoliene – 1339, centrale hidroelectrice -108 și centrale pe biomasă – 39 MW).

Astfel, la sfârșitul anului 2012, puterea electrică instalată în centrale de producere a energiei electrice din surse regenerabile totaliza **2301 MW** față de **1225,6MW** instalați în anul 2011, din care: 1794 MW în centrale electrice eoliene, 427 MW în centrale hidroelectrice cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 26,5 MW în centrale electrice care utilizează biomasă, 2,4 MW în centrale electrice care utilizează gaz de fermentare a deșeurilor, respectiv 51 MW în centrale electrice fotovoltaice. În figura următoare se regăsește evoluția puterii instalate în perioada 2005-2012.





Tot în anul 2012 a început să funcționeze și centrala Petrom SA de la Brazi cu o putere netă de 860 MW.

Referitor la dezvoltarea rețelelor electrice, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de perspectivă (PP) al RET - Perioada 2010-2014 și orientativ 2019, ultimul plan de perspectivă avizat de ANRE, sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Reșița - Pancevo (linie interconexiune cu Serbia)
- LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (linie interconexiune cu Moldova)
- Racordare LEA 400 kV Isaccea – Varna și LEA Isaccea - Dobrudja în stația Medgidia Sud (interconexiunea cu Bulgaria)
- Axul LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Calea Aradului - Arad
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava
- LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu.

Aceste investiții urmăresc asigurarea evacuării puterii din zona Dobrogea și majorarea capacităților de interconexiune.

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.

## **B. Piața gazelor naturale**

### **1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea**

#### **1.1. Separarea activităților**

În condițiile în care rețeaua de transport de gaze naturale din România este proprietatea publică a statului, modelul de separare ales a fost cel al **operatorului independent de sistem**.

În vederea certificării, pentru transpunerea integrală a prevederilor referitoare la independența operatorului de transport și de sistem, prin act normativ al Guvernului elaborat la propunerea ministerului de resort, se stabilește entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorii economici care desfășoară activități de producere și furnizare, pe de o parte,

precum și entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorul de transport și sistem, pe de altă parte.

Întrucât măsurile de separare cerute de lege au fost adoptate abia în anul 2013, prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013, care a intrat în vigoare la data de 27 martie 2013, decizia de certificare nu a putut fi emisă în anul 2012.

Agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deserveșc un număr de cel mult 100.000 de consumatori sunt exceptate de la prevederile privind separarea legală.

Operatorii din domeniul 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.

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.

Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deserveșc mai puțin de 100.000 consumatori racordați la rețea, care conform normativelor legale au fost exceptați de la obligația separării legale, au realizat încă din anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

## **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, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007, cu modificările și completările ulterioare. Codul rețelei se aplică începând cu anul gazier 2009-2010.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport al gazelor naturale prevede reguli și proceduri aferente accesului la SNT, dintre care cele mai importante sunt:

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru managementul congestiilor din sistem.

În anul 2012, pe piața gazelor naturale din România nu au fost aplicate taxe de dezechilibru, costurile echilibrării sistemului fiind incluse în elementele de cost luate în considerare în stabilirea tarifului de transport.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport conține procedurile de echilibrare fizică și comercială a sistemului de transport.

Astfel, OST are obligația de a calcula și de a comunica fiecărui utilizator al rețelei următoarele:

- Zilnic - dezechilibrul zilnic provizoriu;
- Săptămânal – dezechilibrul acumulat provizoriu aferent săptămânii gaziere
- Lunar – dezechilibrele zilnice finale și dezechilibrele acumulate săptămânale finale.

Conform prevederilor din Codul rețelei, capacitatea în SNT poate fi solicitată de către utilizatori:

- până la 15 mai, în fiecare an, pentru un an gazier sau un multiplu de ani gazieri;
- după 15 mai, în fiecare an, pentru perioade sub un an gazier și numai până la terminarea anului gazier curent.

Utilizatorii rețelei solicită rezervarea de capacitate în SNT prin completarea și transmiterea către Operatorul SNT (OST) a formularului „Solicitare de capacitate” împreună cu propunerea de program de transport, anexat.

OST are obligația ca în termen de maxim 30 zile să transmită utilizatorului rețelei dacă i se acordă acces la SNT sau îi comunică motivele refuzului (integral sau parțial) precum și eventualele observații la Programul de transport propus.

**OST acordă capacitatea disponibilă din SNT utilizatorilor rețelei (agenților de transport) pe baza principiului „primul venit, primul servit”.** Se acordă prioritate pentru capacitățile solicitate în vederea îndeplinirii obligațiilor de serviciu public.

În vederea rezolvării congestiilor, capacitatea aprobată dar neutilizată de către utilizatorul rețelei poate face obiectul:

- a) returnării voluntare la OST;
- b) facilității de transfer de capacitate;
- c) transferului obligatoriu de la un utilizator al rețelei la altul de către OST.

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).

### 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.**

Tarifele de transport și distribuție pentru categoriile cele mai relevante de clienți finali nu au fost modificate în cursul anului 2012 comparativ cu anul 2011 și 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	0.53	0.53	0.53	0.53
Tarif distributie	1.37	1.67	1.68	1.68

## 1.4. Aspecte transfrontaliere

**Demersuri în vederea punerii în aplicare a prevederilor** Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețele pentru transportul gazelor, respectiv Regulamentului (CE) nr. 715/2009:

### *Relația româno-bulgară*

În urma analizei situației juridice a Convenției cu Bulgaria, s-a ajuns la concluzia, confirmată și în cadrul reuniunii tehnice bilaterale, la nivel de experți, între reprezentanții Comisiei Europene și cei ai Guvernului României, care a avut loc în luna mai 2011 la Bruxelles, că acest acord a încetat să mai producă efecte juridice și, prin urmare, nu mai sunt necesare demersuri pentru modificarea prevederilor acestuia.

În ceea ce privește contractul comercial încheiat între operatorul de transport și de sistem român - Transgaz și furnizorul bulgar - Bulgargaz, care este valabil până la sfârșitul anului 2016, a fost considerat că, în vederea conformării la prevederile legislației UE în materie, este necesară renegocierea acestuia.

Urmare a întâlnirii cu reprezentanții Comisiei, ministrul economiei, comerțului și mediului de afaceri din România a transmis omologului său bulgar invitația de renegociere contractului comercial de tranzit al gazelor naturale dintre Transgaz și partenerul bulgar, invitație, la care partea bulgară a răspuns afirmativ.

În ceea ce privește problematica tarifelor de acces la rețea, în vederea conformării cu prevederile UE, ANRE a emis Ordinul nr. 29/2012 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a capacității pentru conducta Isaccea I – Negru Vodă I.

Metodologia de alocare a capacității cuprinde prevederi referitoare la:

- perioada de rezervare a capacității;
- parametri tehnici și capacitatea disponibilă în punctele Isaccea I și Negru Vodă I;
- conținutul minimal al ofertelor;
- cerințe obligatorii pentru depunerea ofertelor;
- mecanismul de alocare a capacității și algoritmul desfășurării licitației de capacitate;
- mecanismele pentru stimularea determinării tarifului de închidere a licitației de capacitate.

Metodologia a fost transmisă omologului bulgar în luna iulie 2012.

Tot în cursul anului 2012 a fost aprobată decizia ANRE nr. 1732/09.07.2012 *privind stabilirea tarifului pentru prestarea de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. Medias a serviciului de tranzit al gazelor naturale prin conducta Dn1000 mm Isaccea I - Negru Vodă I.*

### *Relația româno-rusă*

La data de 26.06.2009 Comisia Europeană (COM) a declanșat împotriva României acțiunea în constatare a neîndeplinirii obligațiilor pentru încălcarea prevederilor Regulamentului CE nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale - cauza 2009/2193.

Unul dintre aspectele rămase nerezolvate ale cauzei 2009/2193 are ca obiect nerespectarea de către România a obligațiilor de punere la dispoziție a capacității maxime disponibile, de

stabilire a mecanismelor de alocare a capacității și de aprobare a punctelor relevante pe conductele care fac obiectul convențiilor încheiate de România cu Federația Rusă în anii 1986 și, respectiv, 1996.

Autoritățile române au făcut demersuri la nivel intern în vederea pregătirii procesului de negociere, identificând clauzele supuse renegocierii și obținând mandatul Guvernului român conform procedurilor stabilite de legislația națională în materia negocierii acordurilor internaționale ale României cu alte state. În consecință, Guvernul a aprobat inițierea negocierilor cu Rusia pentru modificarea celor două convenții existente.

Ca urmare, România a întreprins demersuri pe lângă Federația Rusă în vederea renegocierii convențiilor la care s-a făcut referire și crearea condițiilor pentru renegocierea contractelor comerciale:

- *Contractul extern din 03.06.1987 pentru transportul gazului natural sovietic pe teritoriul R.S. România în Turcia, Grecia și alte țări*, încheiat pentru perioada 1987-2011 în baza Convenției din 1986 și

- *Contractul extern din 24.09.1997 privind transportul gazului natural rusesc pe teritoriul R.S. România în țări terțe*, prin care s-au convenit volumele de transport până în anul 2023 în baza Convenției din 1996.

Cele două convenții au fost denunțate de partea română prin Hotărârea de Guvern nr. 1278/27.12.2011. Negocierile privind conținutul noilor convenții au continuat și în cursul anului 2012, propunerea de text pentru noua convenție fiind transmisă părții ruse.

## **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, urmând ca primele raportări să se facă în anul 2013.

### **1.5. Respectarea prevederilor legislației europene**

#### **Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene**

Pentru anul 2012 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**

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem nu a fost finalizat în anul 2012, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

## **2. Promovarea concurenței**

### **2.1. Piața angro de gaze naturale**

Consumul de gaze naturale s-a menținut relativ constant în ultimii ani, la nivelul de 13-14 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali. Distribuirea consumului pe cele două mari

categorii, casnic și noncasnic, precum și pe subcategorii de clienți noncasnici s-a menținut, de asemenea, constantă în ultimii ani.

Piața gazelor naturale din România este formată din **segmentul concurențial**, care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și între furnizori și consumatorii eligibili, și **segmentul reglementat**, care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural desfășurate în baza contractelor cadru și furnizarea la preț reglementat.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012:

- piața concurențială angro de gaze naturale funcționează pe bază de: a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale; b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz; c) alte tipuri de tranzacții sau contracte.

În anul 2012, consumul total de gaze naturale a fost de 144.650.532,208 MWh, mai mic cu aprox. 4% față de consumul anului 2011, din care 114.780.176,953 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,35%) și 29.870.355,255 MWh a reprezentat consumul casnic (20,65%).

În anul 2012, numărul total de clienți finali de gaze naturale a crescut față de anul 2011, fiind de 3.200.887, din care 180.819 clienți noncasnici (5,65%) și 3.020.068 clienți casnici (94,35%).

Consumul este acoperit atât din producție internă cât și din import. Consumul din producția internă a fost de 109.468.071,300 MWh, iar consumul din import de 35.182.460,908 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2012:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Medias;
- 6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Lotus Petrol, Foraj Sonde;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomures;
- 41 de operatori de distribuție – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Retele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 43 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2012, ce a intrat în consum a reprezentat 75,68% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,46% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2012, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 24,32%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 44,71%.

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 78,39%, iar pe piața cu amănuntul este de 60,02%.

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

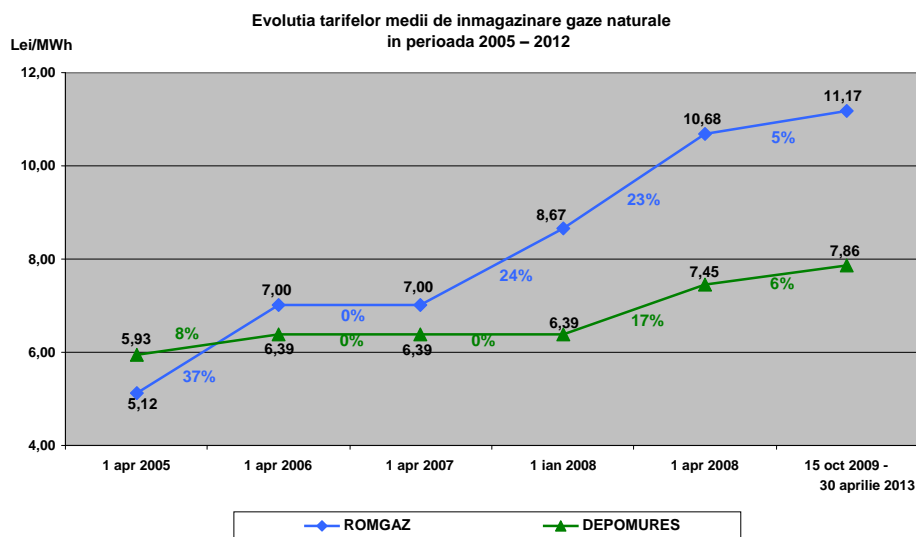
Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrica si/sau termica	5	88,06
Consumatori industriali	5	82,68
Consumatori comerciali	2	82,03
Consumatori casnici	2	91,77

Începând cu 1 iulie 2011, în conformitate cu prevederile art. 1 alin. (3), lit. a) din Ordinul comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1.284/27/160 din 22 iunie 2011 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și măsuri pentru întărirea disciplinei contractuale, structura amestecului de gaze naturale pentru consumatorii 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, structura amestecului de gaze naturale se stabilește de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat (Decizia președintelui ANRGN nr. 824/2004).

Structura tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterana a gazelor naturale, cuprinde doua componente: 1- componenta fixă pentru rezervarea capacității [Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare] și 2 - componenta volumetrică pentru injecția/extracția gazelor naturale [Lei / MWh]

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2012 a fost de 11,17 lei/MWh.



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 dispacherizare, 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 președintelui 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.

Operatorii depozitelor de înmagazinare publică pe paginile proprii de Internet informațiile publice necesare, inclusiv:

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injecție respectiv
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite
- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate.

## 2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2012, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Număr de clienți finali și structura consumului

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere în total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	4	384,467	0,00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3.020.064	29.869.970789	22,71%	
		<b>Total Clienți casnici</b>	<b>3.020.068</b>	<b>29.870.355,256</b>	<b>22,71%</b>	
Non-Casnici	Alți non-casnici	Clienți conectați la SNT	24	24.932.610	0,02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	40.235	5.661.320.603	4,30%	
		<b>Total Alți clienți non-casnici</b>	<b>40.259</b>	<b>5.686.253,213</b>	<b>4,32%</b>	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	66	393.432.773	0,30%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	115.471	8.332.821.316	6,33%	
		<b>Total Clienți comerciali</b>	<b>115.537</b>	<b>8.726.254,089</b>	<b>6,63%</b>	
	Industriali	Alți industriali	Clienți conectați la SNT	121	11.469.364.130	8,72%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	24.165	11.831.052.028	8,99%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>24.286</b>	<b>23.300,416,158</b>	<b>17,71%</b>
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	14	26.049.782.898	19,80%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	15	2.423.357.320	1,84%
			<b>Total Clienți din sectorul industriei chimice</b>	<b>29</b>	<b>28,473,140,218</b>	<b>21,65%</b>
Producatori EET	Clienți conectați la SNT	15	24.336.001.367	18,50%		
	Clienți conectați în sistemul de distribuție	693	11.152.406.839	8,48%		
	<b>Total Producatori EET</b>	<b>708</b>	<b>35,488,408,206</b>	<b>26,98%</b>		
<b>TOTAL</b>			<b>3,200,887</b>	<b>131,544,827,140*</b>	<b>100,00%</b>	

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



În anul 2012, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului clienților finali este de **22,71%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,35%** din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale. Astfel, **5,65%** din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale (SNT+Sistemele de distribuție) consumă **77,29%** din consumul total al clienților finali, aferent anului 2012.

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	17,26 %
	Consumatori eligibili	60,03 %
CASNICI	Consumatori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	22,70 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

Cei mai importanți furnizori și ponderile pe care le dețin aceștia în total surse se prezintă după cum urmează:

Romgaz intern	37.94%
OMV Petrom	35.82%
GDF Suez Energy Romania	3.97%
Romgaz import	3.76%
Wice Romania SRL	3.15%
E.ON Energie Romania	2.95%
Interagro	1.87%
Azomures	1.69%
Amromco Ploiesti	1.68%
OMV Petrom Gas	1.61%
Intergaz	1.59%
Arelco Power	1.54%
Elcen Buc.	0.98%
Conef Gaz	0.73%
Axpo Energy	0.30%
Mol Energy Trade	0.19%
Raffles Energy	0.18%
Foraj Sonde	0.06%

Șase companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Lotus Petrol și Foraj Sonde.

Pe **piața reglementată**, în anul 2012, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.198.686**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **52.562,52 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,09
E.On Energie Romania	40,32
Congaz	1,80

Pe segmentul **concurențial** au activat 43 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează consumatori 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 **78.982,3 GWh**.

<b>Furnizori</b>	<b>Cota de piață (%)</b>
Petrom Gas	22,66
Interagro	20,54
Romgaz	20,07
GDF SUEZ Energy Romania	7,55
E.On Energie Romania	6,66
OMV Petrom	5,03

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

La sfârșitul anului 2012, erau **2201** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **54,61 %**.

În anul 2012 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 91,99% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2012 ponderea consumatorilor noncasnici din cadrul categoriei consumatorilor finali conectați în sistemul de distribuție care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat a fost de circa 45,98 % din totalul consumatorilor noncasnici (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.

### **Evoluții ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici**

Potrivit prevederilor Ordinului comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1284/27/160/2011, în concordanță cu dispozițiile art. 1 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 53/2011 pentru instituirea unor măsuri în domeniul gazelor naturale, în perioada **iulie 2011 – martie 2012**, 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, structura amestecului s-a stabilit de ANRE, astfel încât să asigure menținerea nemodificată a prețurilor finale reglementate pentru aceste categorii de clienți până la data de 31 martie 2012, față de prețurile finale reglementate de la data de 30 iunie 2011.

Pentru perioada **aprilie 2012-31 martie 2013**, prin Ordinul comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1370/9/122/2012 a fost aprobată stabilirea de către ANRE a structurii amestecului de gaze naturale import – intern pentru aceste categorii de clienți, astfel încât, începând cu luna aprilie 2012, să se asigure, până la data de 31 martie 2013, menținerea nemodificată a valorii sumei fixe unitare pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale furnizate în regim reglementat acestor categorii de clienți, avută în vedere la aprobarea prețurilor finale reglementate în vigoare.

Tot în cursul anului 2012, în conformitate cu Memorandumul aprobat de Guvernul României, a fost aprobată **Foaia de parcurs pentru liberalizarea pieței de gaze naturale**, respectiv **Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali și Programul de măsuri pentru eliminarea prețurilor reglementate la gaze naturale**.

Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate pentru consumatorii finali prevede:

- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2014** pentru consumatorii finali noncasnici (cu excepția cazului în care la această dată se constată existența unei diferențe semnificative între prețul de comercializare a producției interne și prețul european de import care ar putea periclita stabilitatea pieței, situație în care termenul se prelungește până la **31 decembrie 2015**). Procesul începe la **1 decembrie 2012**,
- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2018** pentru consumatorii casnici, procesul urmând să înceapă de la **1 iulie 2013**,
- creșterea graduală a prețului de comercializare pe piața românească a producției interne de gaze naturale în raport cu prețul de comercializare pe piața românească a gazelor naturale din import.

Calendarul stabilit ține seama și de necesitatea recuperării eșalonate a pierderilor înregistrate de furnizori în perioada trim. IV-iunie 2012. O primă etapă în acest proces de recuperare a fost realizată la data de 15 septembrie 2012 când a fost majorat prețul la gaze naturale cu 10% pentru consumatorii non-casnici 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 și cu 5% pentru consumatorii 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.

În conformitate cu prevederile calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la 1 decembrie 2012 a fost prevăzută o majorare cu 5% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici, în condițiile aprobării prin Hotărâre de Guvern ( art. 181, alin.5 din Legea 123/2012) a prețului producției interne de 49 lei/MWh. Datorită aprobării acestei hotărâri de guvern în luna ianuarie 2013, majorarea de 5% a fost făcută la 1 februarie 2013.

### **2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței**

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 acestea se stabilesc prin acte normative.

Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate prevede și o serie de măsuri de natură socială pentru protejarea acestei categorii de clienți.

Potrivit prevederilor **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr.70/2011** privind unele măsuri de protecție socială în perioada sezonului rece, aprobată prin Legea nr. 92/2012, și Hotărârii de Guvern nr. 920/2011 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor O.U.G. nr.70/2011, consumatorii vulnerabili care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale sau combustibili solizi sau petrolieri, primesc un ajutor pentru încălzirea locuinței în

condițiile în care venitul net mediu lunar pe membru de familie / persoană singură este mai mic decât venitul net mediu lunar precizat în actul normativ.

De asemenea Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, în art. 201, par. (3) precizează: *Guvernul, cu avizul Consiliului Concurenței, poate decide constituirea unui fond de solidaritate pentru susținerea financiară a consumatorului vulnerabil, din contribuția și/sau impozitarea suplimentară a profiturilor neașteptate ale producătorilor și furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, realizate ca urmare a unor situații favorabile ale pieței și/sau a unor tranzacții conjuncturale. Modul de constituire și utilizare a fondului se stabilește prin hotărâre a Guvernului.*

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 a introdus atât termeni și definiții noi, precum noțiunea de client final, client casnic, client noncasnic, client industrial, cât și modificări în ceea ce privește relațiile dintre furnizorul și clientul final de gaze naturale, obligând la adaptarea cadrului de reglementare potrivit noilor cerințe. În consecință *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 74/2009 a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 42/2012. Noul regulament stabilește un set minim de reguli referitoare la activitatea de furnizare, atât pentru clienții finali, cât și pentru furnizorii de gaze naturale. Principalele modificări introduse prin acest act normativ sunt următoarele:

- a) clienții finali au dreptul să solicite și să primească de la furnizor toate datele relevante privind propriul consum pe ultimii 5 ani, fără să li se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu;
- b) clienții finali au dreptul să fie notificați în mod corespunzător cu privire la orice intenție de modificare a contractului și să fie informați, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, în cazul în care nu acceptă noile condiții;
- c) clienții finali au dreptul să li se pună la dispoziție cel puțin două modalități de plată, care să le permită să își îndeplinească obligațiile de plată a facturii prevăzute în contract;
- d) clienții finali au dreptul să își schimbe furnizorul în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform unei proceduri aprobate de ANRE;
- e) furnizorii au obligația să înființeze puncte unice de contact pentru informarea clienților finali cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor, în cazul unui diferend;
- f) în cazul constatării, conform prevederilor legale în vigoare, a unor acțiuni menite să denatureze în orice fel indicațiile echipamentelor de măsurare sau să sustragă gaze naturale prin ocolirea echipamentelor de măsurare, clientul final este obligat să constituie o garanție financiară pentru un consum maxim echivalent pentru un an;
- g) clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate;
- h) participanții la piața de gaze naturale sunt obligați să își asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor pe care le generează pe piața de gaze naturale, în conformitate cu reglementările aprobate de ANRE.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012, ANRE are dreptul de a efectua investigații din oficiu sau ca răspuns la o plângere înregistrată la autoritatea de reglementare, formulată de către o persoană fizică sau juridică afectată în mod real și direct de o potențială încălcare a prevederilor legii.

De asemenea, în conformitate cu prevederile Legii 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, autoritatea de reglementare:

- desfășoară investigații cu privire la funcționarea pieței gazelor naturale, decide și impune orice măsuri proporționale necesare pentru promovarea unei concurențe

efective și pentru asigurarea unei funcționări corespunzătoare a pieței; în acest sens poate coopera cu Consiliul Concurenței și cu autoritățile de reglementare de pe piața financiară sau cu Comisia Europeană, în desfășurarea de investigații în domeniul dreptului concurenței;

- sesizează Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență ori de câte ori există suspiciuni privind nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență și transparență;
- monitorizează apariția unor practici contractuale restrictive, inclusiv a unor clauze privind exclusivitatea, care ar putea împiedica clienții noncasnici de mari dimensiuni să încheie contracte simultan cu mai mulți furnizori sau pot restrânge posibilitatea acestora de a face această alegere, informând, dacă este cazul, Consiliul Concurenței cu privire la astfel de practici.

### 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.

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

### 1. Protecția consumatorilor

#### Energie electrică

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 CO<sub>2</sub> și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel național.

Furnizarea energiei electrice pentru consumatorii casnici și mici industriali/comerciali la tarife reglementate se face pe baza **contractelor cadru**. Aceste contracte sunt emise de reglementator pentru fiecare categorie de consumatori în parte și conțin clauze minime obligatorii referitoare la durata contractului, condiții de prelungire și condiții de reziliere, tariful aplicat, termenul de citire a contorului, perioada de facturare și condițiile de plată, modalități multiple de achitare a facturilor (la domiciliul consumatorului – în cazul unor consumatori casnici – de către cititori-încasatori, la casieria furnizorului, prin bancă sau la

oficiile poștale), compensații pentru abaterea tensiunii față de valoarea nominală, obligația furnizorului de a informa consumatorul despre întreruperile programate.

Apariția *Legii energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012* a introdus o serie de modificări în organizarea pieței cu amănuntul printre care renunțarea la conceptele de *furnizor implicit* și *furnizor de ultimă opțiune* și utilizarea numai a conceptului de *furnizor de ultimă instanță*. Acesta are obligația să presteze serviciul de furnizare:

- furnizarea de energie electrică, în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE, cu respectarea prevederilor Legii nr. 123/2012, clienților finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate;
- ca furnizor reglementat, clienților finali care au dreptul la serviciu universal (dacă aceștia nu-și exprimă dorința de a schimba furnizorul). În acest caz furnizarea se face pe bază de contract cadru reglementat, la tarife reglementate, în condițiile Legii nr. 123/2012;
- ca furnizor de „salvare”, pe termen limitat, pentru locurile de consum care sunt în pericol de a li se întrerupe furnizarea din vina furnizorului și anume:
  - a) furnizorul locului de consum respectiv este în situația de a i se retrage licența de furnizare;
  - b) locul de consum este în pericol iminent de a rămâne fără alimentare cu energie electrică, atunci când clientul final primește preaviz de deconectare de la operatorul de rețea sau OTS, deoarece furnizorul nu a plătit operatorului respectiv serviciile aferente aceluși loc de consum, deși clientul final a respectat termenele de plată prevăzute în contractul de furnizare;
  - c) în oricare altă situație identificată de autoritatea de reglementare, în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă, cu excepția clienților deconectați pentru sustragere de energie electrică ori neplată.

De asemenea, apariția legii presupune revederea prevederilor *Regulamentului de furnizare a energiei electrice* și aprobarea sa prin ordin ANRE. Având în vedere renunțarea practicării de tarife/prețuri reglementate și prevederile referitoare la protecția consumatorilor introduse de Directiva 72/2009/CE, prin proiectul de regulament au fost prevăzute clauze obligatorii ce urmează a fi introduse în contractele de furnizare – negociate respectiv reglementate – referitoare la: respectarea obligațiilor furnizorilor pe piața angro, informarea clienților finali cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor dezacorduri sau plângeri, informații cu privire la punctele unice de contact și a modalităților de plată (cel puțin două din care una gratuită) etc.

Procesul de schimbare a furnizorului trebuie să nu dureze mai mult de 21 zile. Clientul final care și-a exercitat dreptul de eligibilitate nu mai poate reveni la tarife reglementate (în corelare cu prevederile Legii nr. 123/2012).

Procesul de facturare urmează să fie de asemenea reglementat fiind propuse o serie de măsuri, cum ar fi:

- perioada de emiteră a facturilor este de regulă lunară sau convenită prin contract. Perioada convenită prin contract nu trebuie să depășească un trimestru;
- perioada de emiteră a facturilor pe baza consumului real (citire index contor) nu poate depăși 6 luni (cf. Directivei 27/2012: 1 an, cf. Directivei 2009/72: suficient de des, așa încât clienții finali să-și poată regulariza propriul consum);
- factura trebuie să conțină și: comparația dintre consumul curent și cel din anul anterior – preferabil sub formă grafică, prețurile și consumurile reale, datele de contact ale ANRE, ale organizațiilor clienților finali sau ale organismelor similare - inclusiv



---

adrese de site-uri de unde se pot obține informații privind măsurile disponibile de îmbunătățire a eficienței energetice, profiluri comparative ale clienților finali.

Au fost propuse informațiile minime ce urmează a fi puse la dispoziția clienților finali de către furnizori.

În anul 2012 a fost finalizată **elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie** de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat fezabilitatea implementării contoarelor inteligente pentru consumatorii de energie electrică.

Autoritatea de reglementare asigură **accesul la datele privind consumul clienților** într-un mod armonizat la nivel național, în baza “Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, cu completările și modificările ulterioare. Reglementarea respectivă stipulează obligația fiecărui operator de rețea de a realiza și administra centralizat o bază de date cu informații referitoare la locurile de consum racordate la rețeaua electrică din zona de licență proprie și obligația de a asigura accesul furnizorilor și consumatorilor la informațiile din baza de date, pentru punctele de măsurare aferente locurilor de consum deținute, respectiv deservite, pe baza unor proceduri operaționale avizate de ANRE. Conținutul minim al bazei de date este stabilit de ANRE prin aceeași reglementare.

## **Gaze naturale**

Principalele prevederi ale legislației naționale referitoare la protecția consumatorului se regăsesc în **Anexa 1**.

În anul 2012 a fost finalizată **elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie** de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat că în cazul gazelor naturale, instalarea va fi opțională și va rămâne la latitudinea operatorilor de distribuție.

## **2. Rezolvarea disputelor**

### **Reclamații consumatori**

**Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor** sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în *Standardul de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate*. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori, în legătură cu calitatea serviciilor, cu calcularea și/ sau facturarea consumului de energie electrică. Este obligatorie existența unui serviciu Clienți care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un consumator care se consideră lezat de practicile titularului licenței în sectorul energiei electrice. Serviciul Clienți va întocmi și menține registrul de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către consumatori, precum și a modului de soluționare a acestora.



În cazul în care consumatorul nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control. Modul de rezolvare a acestor petiții a fost 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 s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-a stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

### Energie electrică

Din totalul de **2157** petiții primite de ANRE în cursul anului 2012, **1556** au avut ca obiect sectorul energiei electrice. 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 energiei electrice:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	411	26,41
2	Calitatea energiei electrice	246	15,81
3	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	140	9
4	Suspiciune sustragere de energie electrică	131	8,42
5	Montare grupuri de măsurare	66	4,24

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 2012 au fost realizate **298 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor** fiind aplicate amenzi în valoare de **1.878.000 lei**.

### Gaze naturale

Din totalul de **2157 petiții** primite în cursul anului 2012, **601** 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	Acord de acces	157	26,12
2	Instalații de utilizare	71	11,8
3	Facturare gaze naturale Contractare	61	10,15
4	Contractare lucrări de racordare	59	9,81
5	Nerespectare norme tehnice	33	5,5

ANRE a realizat **290 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** fiind aplicate amenzi în valoare de **1.844.000 lei**.

### Rezolvarea disputelor

În sectorul energiei electrice, conform prevederilor *Procedurii de soluționare a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și a contractelor de racordare la rețea*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2007, ANRE analizează și soluționează:

- neînțelegerile precontractuale apărute la încheierea contractelor între operatorii economici din domeniul energiei electrice și termice în cogenerare;
- neînțelegerile privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și emiterea avizelor de amplasament.

În cursul anului 2012 a fost înregistrat un număr de 2 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri în sectorul energiei electrice conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Dintre acestea, a întrunit condițiile de aplicare a procedurii o singură solicitare, care a fost soluționată în urma parcurgerii etapei prealabile.

În sectorul gazelor naturale, ANRE:

- soluționează divergențele privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale, conform prevederilor Deciziei ANRGN nr. 1345/2004;
- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, în segmentul reglementat (conform prevederilor Deciziei ANRGN nr. 400/2005 și, respectiv, în segmentul concurențial (conform prevederilor Deciziei ANRGN NR. 461/2006)

În anul 2012 nu au fost înregistrate **solicitări de mediere**.

### Contestarea hotărârilor reglementatorului

Posibilitatea de contestare a hotărârilor 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 cei care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor, în anul 2012, în domeniul energiei electrice și al gazelor naturale este prezentată mai jos:

- Contencios administrativ - 92 de cauze;
- Drept contravențional - 137 de cauze;

- Insolvență - 43 de cauze;
- Dreptul muncii - 73 de cauze;
- Drept civil - 2 cauze;
- Pretenții - 37 cauze;
- Obligația de a face - 11 cauze;
- Achiziții 4;
- Comunicare informații publice - 5 cauze.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2012, respectiv de 275, 94% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE. Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică și gaze naturale menționăm că toate ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și gazelor naturale și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrativ 100 % au fost soluționate favorabil ANRE.

### 3. Piața energiei electrice

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

##### 3.1.1. Separarea activităților

În condițiile în care rețeaua de transport de energie electrică din România este proprietatea publică a statului, modelul de separare ales a fost cel al **operatorului independent de sistem**. Acest model permite certificarea operatorului de transport și sistem cu respectarea prevederilor comunitare, concomitent cu păstrarea regimului juridic de proprietate existent, asigurând în același timp, o separare efectivă a intereselor legate de transportul energiei electrice față de cele legate de producerea și furnizarea energiei electrice.

În acest scop, legea energiei electrice și gazelor naturale – Legea nr. 123/2012 - aprobată în luna iunie 2012, stabilește cerințe clare de independență atât în sarcina operatorului de transport și de sistem, cât și a proprietarului rețelei de transport. Decizia finală de certificare a operatorului de transport și sistem aparține autorității de reglementare (ANRE), pe baza avizului Comisiei Europene.

În vederea certificării, pentru transpunerea integrală a prevederilor referitoare la independența operatorului de transport și de sistem, prin act normativ al Guvernului elaborat la propunerea ministerului de resort, se stabilește entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorii economici care desfășoară activități de producere și furnizare, pe de o parte, precum și entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorul de transport și sistem, pe de altă parte. Întrucât măsurile de separare cerute de lege au fost adoptate abia în anul 2013, prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013, care a intrat în vigoare la data de 27 martie 2013 decizia de certificare nu a putut fi emisă în anul 2012.

Separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a energiei electrice în România a fost realizată încă din anul 2000 prin HG nr. 627/2000, în urma căreia CN Transelectrica SA a preluat integral activitatea de transport/servicii de sistem, devenind unicul operator din România pentru aceste activități. Compania este concesionarul serviciului de transport și al bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport (>110 kV) și asigură funcționarea SEN în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

CN Transelectrica SA administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de electricitate între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Lungimea rețelei de transport este de aprox. 9850 km (statistici ENTSO-E, 2012).

**Structura de proprietate a CN Transelectrica SA** este următoarea: 58,7% din capitalul social – statul român, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 27,8% din capitalul social – alți acționari. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2012, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 44 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați, din care 8 sunt cu peste 100000 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 100000 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. - 100% din capitalul social;
2. **SC Enel Distribuție Banat SA :** Enel Investment Holding B.V., deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A., deținătoare a 24,869 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A., deținătoare a 24.128 % din acțiuni;
3. **SC Enel Distribuție Dobrogea SA:** Enel Investment Holding B.V.- deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A.- deținătoare a 24,903 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - deținătoare a 24,094 % din acțiuni;
4. **SC E.ON MOLDOVA DISTRIBUȚIE SA:** 51% - E.ON Romania S.R.L.; 27 % - S.C. Electrica S.A.; 22 % - Fondul Proprietatea S.A.;
5. **SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA,** au următoarea structura a acționariatului: 78 % S.C. Electrica S.A.; 22 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.;
6. **SC Enel Distribuție Muntenia SA :** Enel Investment Holding B.V - 64.43 %, SC Electrica SA - 23.57%, SC Fondul Proprietatea SA - 12 % .

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. Noua legislație adoptată în luna iunie 2012 nu modifică atribuțiile autorității de reglementare în stabilirea regulilor pe această piață.

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 dispencerizabile au obligația să oferteze pe aceasta piață toată energia

electrică disponibilă. Pe PE se tranzacționează energie de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar, reglajului terțiar rapid și reglajului terțiar lent.

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

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

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

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

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

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

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

Decontarea dezechilibrelor se realizează în urma determinării valorilor măsurate aferente tuturor punctelor de măsurare ale participanților, contestarea/rezolvarea contestațiilor/aprobarea de către participanți a acestor valori și agregarea acestora pe PRE-uri, conform formulelor de agregare anunțate operatorului de măsurare; în aceste condiții, decontarea dezechilibrelor se face la cca 2 luni 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
Timpul mediu de întrerupere (AIT), min/an	4,434	1,187	0,857	1,792	0,817	2,639	1,059	1,19

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 întrerupți 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.

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 foarte mici.

Valorile medii ale indicatorilor SAIFI și SAIDI pentru România corespunzătoare anului 2012 sunt prezentate mai jos.



Zona de activitate	SAIFI Intreruperi planificate	SAIFI Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIFI Intreruperi total
Urban	0.4	3.9	4.3
Rural	1.6	7.5	9.2
Valori medii pe tara	0.9	5.5	6.5

Zona de activitate	SAIDI Intreruperi planificate	SAIDI Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIDI Intreruperi total
Urban	101.0	271.0	372.0
Rural	422.0	1063.0	1485.0
Valori medii pe tara	246.0	630.0	876.0

**Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate** prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE.

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

**Timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare** în anul 2012 pentru România a fost de 13.5 zile. Termenul maxim de 30 de zile a fost respectat de fiecare OD.

**Timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare** a fost de 4 (mai exact 3,8) zile, variind între 1 zi pentru Enel Banat și 10 zile pentru Enel Dobrogea și Enel Muntenia. 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.

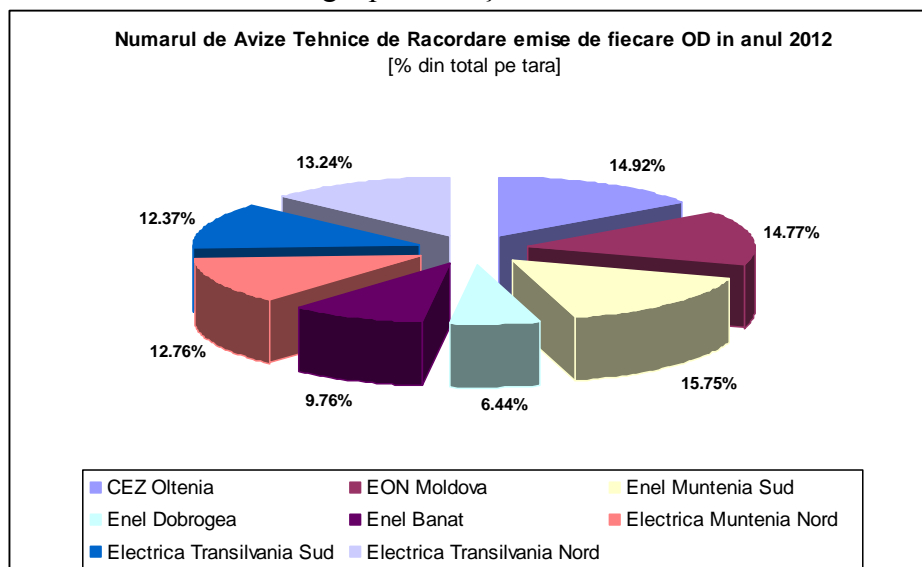


Figura 1.

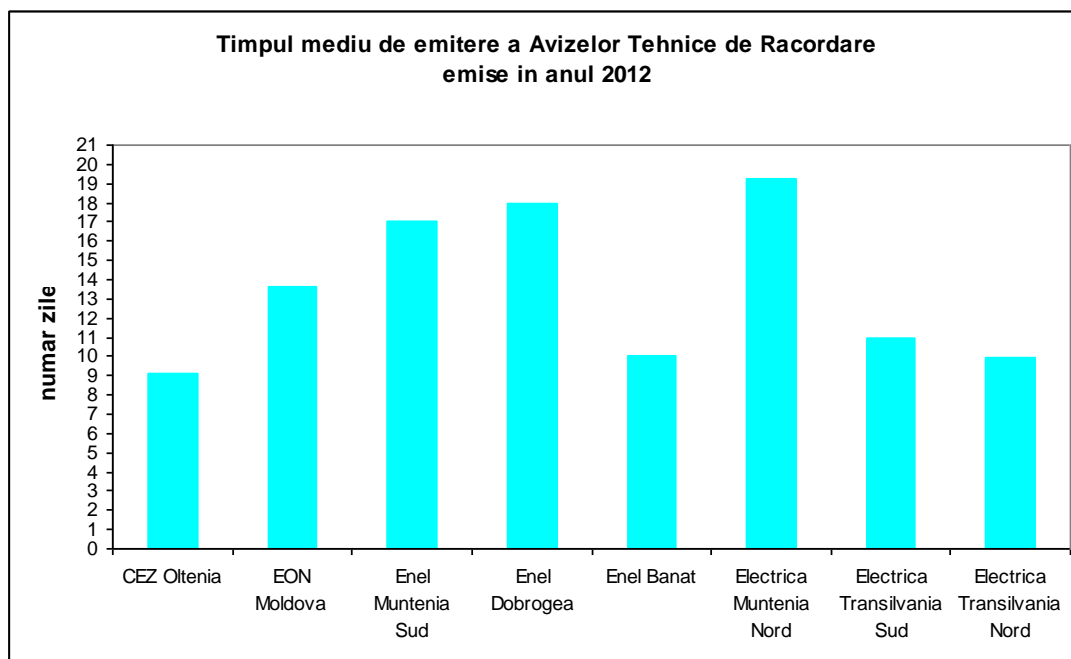


Figura 2

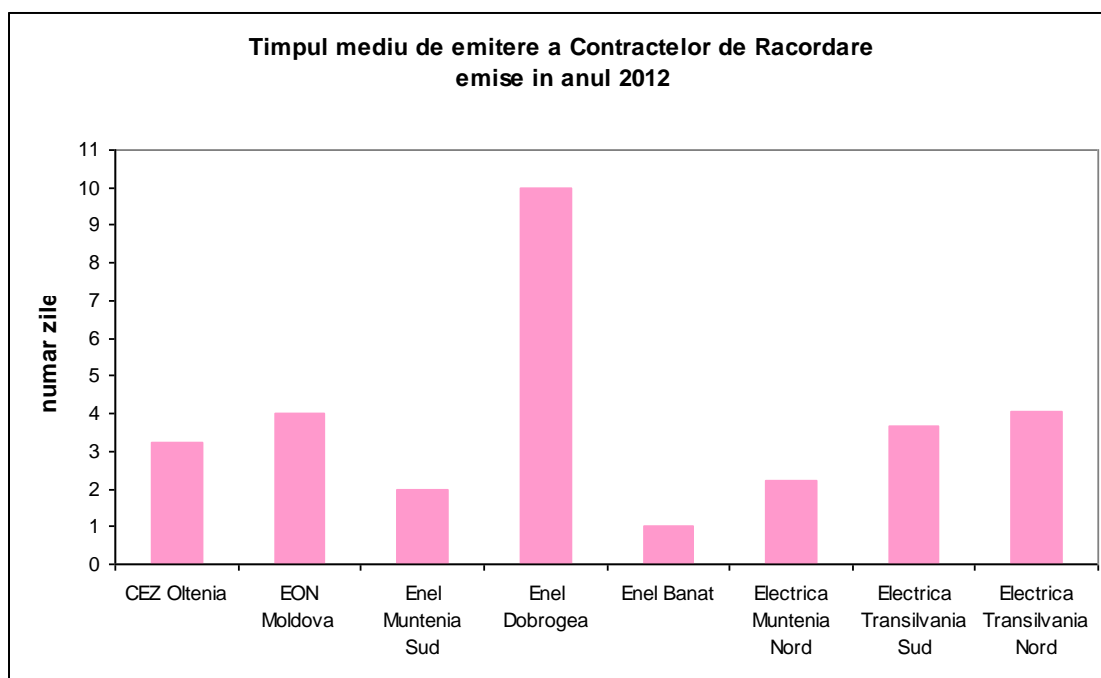


Figura 3

Un studiu al Băncii Mondiale (*Doing Business in Romania, 2012*) aprecia în România un timp mediu de conectare la rețea de aprox. 7 luni, de la prezentarea cererii de racordare până la finalizarea acesteia. În conformitate cu prevederile art. 9, lit q) din Legea nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, autoritatea de reglementare aprobă regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public. În aceste condiții, autoritatea de reglementare a început procesul de revizuire a prevederilor regulamentului existent pentru a-l adapta și aproba în conformitate cu cerințele legislației în vigoare.

---

## 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.

Luna februarie 2012 s-a caracterizat printr-o situație energetică dificilă, ajungându-se la situația de lipsă de rezervă de energie la vârfurile de sarcină, din cauza lipsei de combustibil în centralele pe hidrocarburi, a opririi centralelor eoline și lipsei apei de alimentare din cauza înghețului în unele centrale. Măsurile luate de autoritățile competente sunt detaliate în capitolul 3.3.

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

În anul 2012, operatorul de transport și sistem a înregistrat 65 de cereri de conectare la rețea, dintre care una pentru unități de producere de energie utilizând combustibil convențional (450 MW) și 64 pentru unități utilizând surse regenerabile de energie (5903 MW). Solicitățile de racordare la rețea pentru unitățile utilizând surse regenerabile de energie au crescut semnificativ din momentul aplicării prevederilor Legii 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

Numărul total de racordări efectiv realizate în cazul rețelei de transport, în anul 2012, au fost de 26 din care 5 pentru unități utilizând combustibil convențional (890 MW) și 21 pentru unități utilizând surse regenerabile de energie (620 MW).

Operatorul de transport și de sistem și/sau operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispececerizarea 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**.

Modul de dispececerizare a energiei electrice produse din surse regenerabile este reglementată prin *Ordinul ANRE nr. 33/2012 privind instituirea unor reguli pe piața de echilibrare producătorilor de energie electrică ce beneficiază de sisteme de promovare*, care stabilește **dispececerizarea sa cu prioritate**.

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

### 3.1.3. Tarife de rețea și racordare

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60 /2007, stabilește modul de determinare a veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Tariful pentru serviciul de transport se determină prin utilizarea unei metodologii de **tip venit plafon**. Prin aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă s-a urmărit să se asigure:

- alocarea echitabilă între operatorul de transport și de sistem și beneficiarii serviciului de transport a câștigurilor rezultate prin creșterea eficienței peste limitele stabilite de autoritatea competentă;
- 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;
- informarea publică și transparentă privind procesul de reglementare.

Venitul reglementat pentru serviciul de transport este determinat ex-ante de ANRE, pentru o perioadă de reglementare de 5 ani, cu excepția primei perioade de reglementare care a fost de 3 ani. Efectul inflației asupra costurilor este acoperit prin coeficientul de creștere a indicelui prețurilor de consum aplicat anual tarifelor calculate în termeni reali.

Tarifele de transport sunt diferite pe noduri (zone) funcție de impactul introducerii sau extragerii energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice de transport. Acest impact se exprimă prin costul marginal nodal al transportului. Tarifele de transport sunt aprobate anual de către ANRE și intră în vigoare la începutul fiecărui an fiscal.

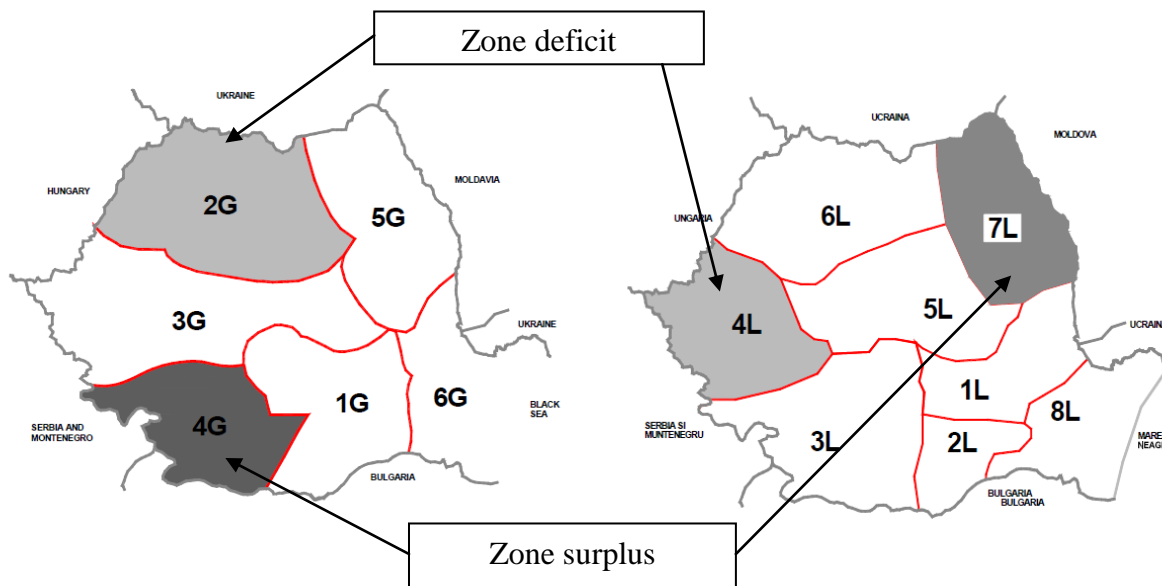
Următoarele informații sunt solicitate de reglementator pentru justificarea costurilor OTS:

- baza reglementată a activelor;
- costurile de operare și mentenanță, controlabile și necontrolabile;
- deprecierea activelor existente și a investițiilor puse în funcțiune anual;
- costul achiziției pentru acoperirea pierderilor de energie electrică;
- costul achiziției energiei electrice corespunzătoare eliminării congestiilor prin redispecerizare;
- costurile datorate schimburilor transfrontaliere de energie electrică

Venitul plafon reglementat pentru serviciul de transport este asigurat luând în considerare:

- prevederile stipulate în standardele de performanță și de calitate impuse OTS prin *Codul Tehnic al rețelei electrice de transport*, legislația românească sau contractele cu beneficiarii serviciului de transport;
- evoluția cantității de energie electrică transportată, prognozată de OTS;
- modificarea nivelului pierderilor în rețeaua de transport;
- rata reglementată a rentabilității aplicată bazei reglementate a activelor rețelei de transport;
- evoluția tarifelor, exprimată liniar, într-o perioadă de reglementare;
- toate taxele plătite de către OTS, legate de serviciul de transport;
- asigurarea viabilității financiare a OTS.

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.



Sursă: ENTSO-E

Figura 4 Zone de introducere și extragere a energiei electrice în rețeaua de transport

Tariful mediu de transport nu a fost modificat pentru anul 2012. Astfel, acest tarif a fost menținut în anul 2012 la nivelul de 18,77 lei/MWh, așa cum a fost aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2010.

Evoluția tarifului mediu de transport în cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012) este prezentată în graficul de mai jos. În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 45/2010, și în cursul anului 2012, tariful mediu de injecție (TG) a fost de 8,6 lei/MWh, iar valoarea tarifului mediu de extragere (TL) a fost de 10,18 lei/MWh.

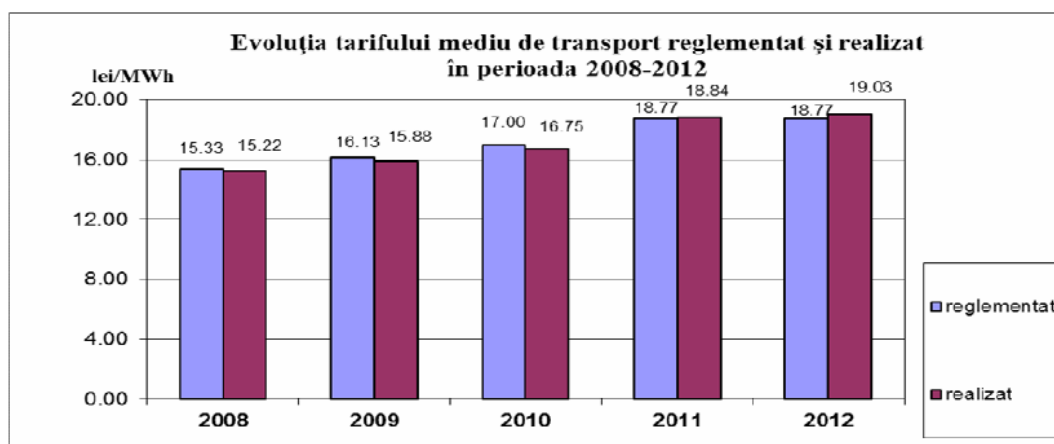


Figura 5

**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). Având în vedere că din anul 2008 a început a doua perioadă de reglementare, prin **Ordinul ANRE nr. 24/2010** s-a realizat completarea metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice / Revizia 1, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 39/2007.

La stabilirea tarifelor de distribuție se consideră costurile justificate cu:

- operarea și mentenanța rețelei de distribuție,
- achiziția energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic,
- amortizarea activelor ce intră în componența bazei reglementate a activelor (BAR),
- rentabilitatea activelor,
- necesarul de fond de rulment.

Pentru cea de a doua perioadă de reglementare limitarea tarifelor este la 12%. Suplimentar, reglementatorul poate impune limitări valorice ale tarifelor de distribuție pe fiecare nivel de tensiune. Aplicarea acestui tip de reglementare stimulativă asigură:

- a) un mediu de reglementare eficient;
- b) o alocare echitabilă a câștigurilor, rezultate prin creșterea eficienței peste țintele stabilite de autoritatea competentă, între operatorul de distribuție și beneficiarii serviciului de distribuție;
- c) viabilitatea financiară a societăților de distribuție;
- d) funcționarea efectivă și eficientă a societăților de distribuție;
- e) prevenirea abuzului de poziție dominantă a operatorului de distribuție;
- f) promovarea investițiilor eficiente în rețeaua de distribuție al energiei electrice;
- g) promovarea unor practici eficiente de exploatare și mentenanță a rețelei de distribuție a energiei electrice;
- h) folosirea eficientă a infrastructurii existente;
- i) operarea în condiții de siguranță a rețelei de distribuție;
- j) îmbunătățirea a calității serviciului de distribuție;
- k) o abordare transparentă privind procesul de reglementare.

Pentru cea de a doua perioadă de reglementare, valoarea factorului de eficiență X inițial aplicabilă costurilor controlabile de operare și mentenanță a fost stabilită de reglementator ca fiind de 1%.

Rata reglementată a rentabilității (RRR) se calculează în termeni reali pe baza costului mediu ponderat al capitalului înainte de impozitare. Pentru operatorii de distribuție cu capital majoritar privat, în conformitate cu angajamentele de privatizare, valoarea RRR în termeni reali, înainte de impozitare este de 10% pentru fiecare an al celei de-a doua perioade de reglementare (2008-2012). În cazul operatorilor de distribuție cu capital integral de stat, valoarea RRR poate fi diminuată cu componenta riscului de țară și a riscului investitorului privat.

La calculul tarifelor de distribuție a energiei electrice se ia în considerare o prognoză anuală a investițiilor urmând ca, la sfârșitul perioadei de reglementare să se realizeze corecția acestora în funcție de investițiile efectiv realizate. Începând cu a doua perioadă de reglementare, operatorii principali de distribuție a energiei și-au asumat un program de reducere a consumului propriu tehnologic (pierderile în rețelele electrice), defalcat pe niveluri de tensiune, astfel încât, în anul 2012, pierderile în rețelele electrice să fie, de maxim, 9,5% (procent calculat la energia electrică intrată în conturul rețelei). Prin tarifele de distribuție se

acoperă numai costul cu achiziția energiei electrice necesară pentru acoperirea CPT, în limita programului de reducere asumat de fiecare operator de distribuție.

În perioada 1 ianuarie 2012 – 1 iulie 2012 tarifele specifice de distribuție au fost menținute la nivelul celor aprobate prin Ordinul ANRE nr. 44/2010, iar prin Ordinul ANRE nr. 24/2012, acestea au crescut începând cu 1 iulie 2012 în medie cu 2,93 % față de cele din anul 2011.

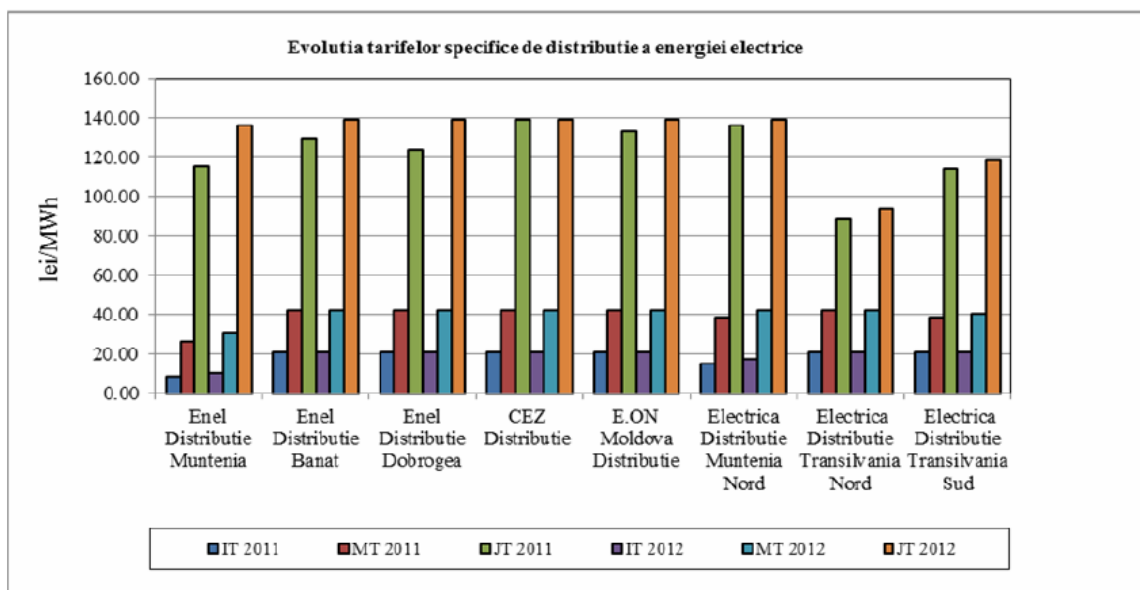


Figura 6

La nivelul anului 2012 a fost distribuită o cantitate de 41584 GWh energie electrică, în scădere cu circa 1,7 % față de anul 2011, an în care s-a distribuit o cantitate de 42318 GWh.

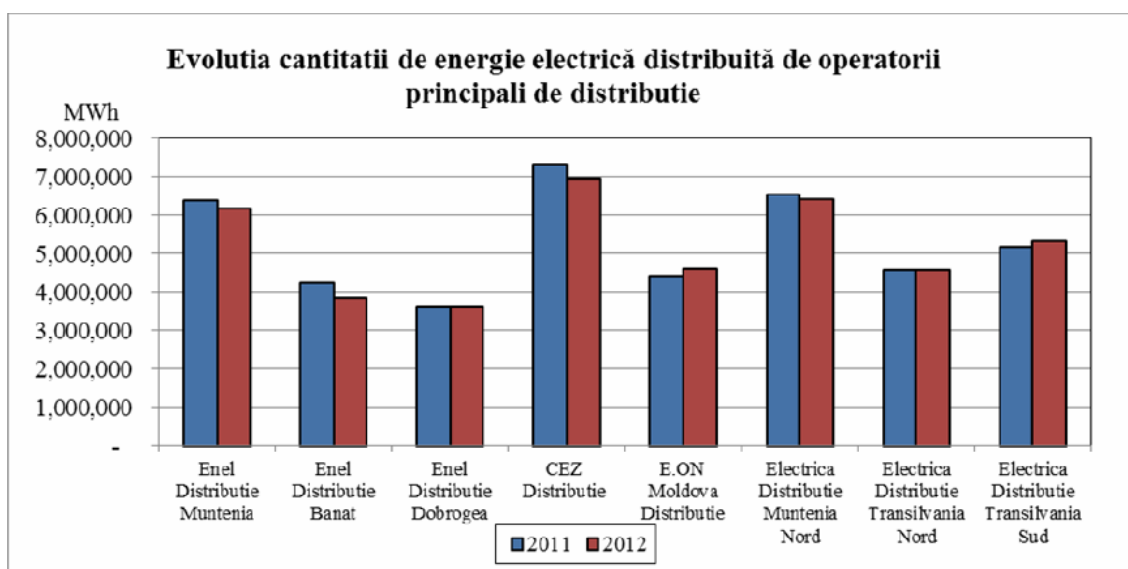


Figura 7

Ponderea energiei electrice distribuite în anul 2012 de operatorii de distribuție concesionari este prezentată mai jos:



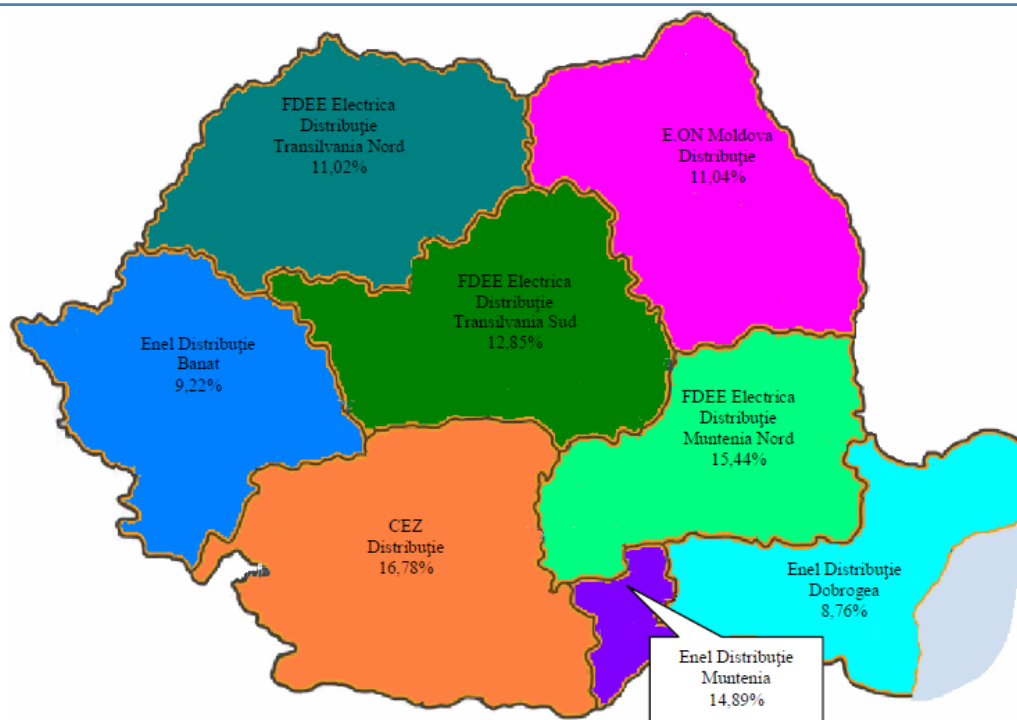


Figura 8

Pentru operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100000 clienți, calculul tarifelor pentru serviciul de distribuție prestat se realizează în baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru distribuția energiei electrice de către persoane juridice, altele decât operatorii principali de distribuție a energiei electrice, precum și a condițiilor pentru retransmiterea energiei*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 3/2007. Metoda de reglementare adoptată este de tip „cost plus”; la total costuri considerate justificate se consideră o rată a profitului de maxim 5%. În anul 2012 ANRE a aprobat tarife pentru serviciul de distribuție unui număr de 27 de prestatori.

### Tarife de racordare

Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și tariful de racordare sunt reglementate prin *Regulamentul de racordare a utilizatorilor la rețelele de interes public*, aprobat prin HG nr. 90/2008 și legislația secundară emisă de ANRE. În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, regulamentul va fi revizuit și aprobat prin ordin al ANRE.

#### 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 a continuat să se realizeze coordonat, prin licitații explicite, pe termen lung (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice și intra-zilnice), pe granițele cu Ungaria și Bulgaria.

În conformitate cu Memorandumurile pe care Transelectrica le-a încheiat cu țările vecine pentru anul 2012, pe granițele cu **Ungaria și Bulgaria** se organizează alocare explicită, bilateral coordonată, pentru 100% din capacitatea de alocare pe liniile de interconexiune. Astfel, în acest an, licitațiile pe termen lung au fost organizate de OTS-urile din cele două țări vecine, iar cele pentru alocare zilnică și intra-zilnică, de Transelectrica. Moneda de

tranzacționare este euro, iar la alocarea zilnică și intra-zilnică se aplică principiul netuirii. Rezultatele licitațiilor pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria sunt furnizate de MAVIR și respectiv ESO-EAD.

Pe granița cu **Serbia**, Transelectrica a organizat licitații pe termen lung pentru 50% din capacitate, restul fiind alocați de OTS din țara vecină.

În **luna decembrie 2012**, a fost semnat acordul dintre Transelectrica și EMS-JP Elektromreza (Serbia) de organizare a procedurilor de alocare bilaterală coordonată și transparentă pentru 100% din capacitatea de interconexiune dintre cele două țări, începând cu ianuarie 2013. Astfel, conform noului acord și pe principiul rotației anuale, în 2013 licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice sunt organizate de Transelectrica, în timp ce EMS organizează licitațiile zilnice.

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. Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intrazilnice utilizează principiul netuirii, iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Capacitatea câștigată în urma desfășurării acestui tip de licitații nu poate fi transferată către un alt participant.

În urma **licitației anuale**, valori ale C1 care denotă existența participanților dominanți, au fost înregistrate pe granița cu Bulgaria la export (C1=58% și C3=90%), pe granița cu Serbia la export (C1=49% și C3=93%) și pe granița cu Serbia la import (C1=45% și C3=78%).

La **licitațiile lunare**, valori superioare nivelului de 40% al cotei de piață s-au înregistrat în unele luni pe granița cu Bulgaria (ambele direcții) și la import din Ucraina și Serbia, iar în urma **licitațiilor zilnice**, cota de piață a depășit limita respectivă pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, în ambele direcții.

În urma organizării **licitației anuale** pe fiecare graniță și direcție pentru 2012 s-au înregistrat prețuri mari pe granița cu Bulgaria, pe direcția import, cu valori cuprinse în intervalul 13,81-31,58 euro/MW/h (licitația anuală a fost organizată pentru 3 perioade diferite, deoarece ATC a fost diferit pentru aprilie-septembrie față de restul anului). Pe celelalte granițe prețurile au fost sub 5 euro/MW/h și mai mici față de același tip de prețuri obținute din licitația anuală pentru 2011. În cazul direcției export, prețul cel mai mare a fost înregistrat pe granița cu Serbia, în perioada septembrie-decembrie 2012, când a atins 14 euro/MW/h.

La **licitațiile lunare**, prețurile cele mai mari s-au înregistrat tot pe direcția import, pe granița cu Bulgaria, maximul fiind atins în luna ianuarie 2012, când s-a înregistrat prețul de 61,82 euro/MW/h.

Prețurile lunare pe granița și direcția menționată, în lunile ianuarie și mai 2012, au fost chiar mai mari decât cele de la licitația anuală. Evoluția prețurilor la licitațiile pe termen lung demonstrează faptul că participanții au sesizat oportunitatea aducerii de energie electrică în țară, în condițiile unui deficit generat de situația energetică din regiune.

În urma desfășurării **licitațiilor zilnice**, în majoritatea intervalelor orare, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria au existat prețuri diferite de zero; pe granița cu Ungaria la import s-au înregistrat valori maxime de preț de 35 euro/MW/h și respectiv 25 euro/MW/h, în timp ce pe granița cu Bulgaria maximele nu au depășit 15 euro/MW/h la import, la export aceste valori fiind ne semnificative.

Cel mai ridicat **grad mediu anual de utilizare a capacității totale alocate** în urma licitațiilor a fost cel de pe granița cu Serbia pe direcția export și Bulgaria pe direcția import. Interesul pentru utilizarea capacității alocate pe granița cu Ungaria a scăzut față de anul 2011, atât la import, cât și la export. În fiecare lună au existat participanți care și-au transferat capacitatea câștigată la licitațiile anuale și lunare către alți participanți.

Peste 90% din veniturile obținute de CN Transelectrica SA în urma procesului de alocare a capacității de interconexiune au provenit din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), în special din alocarea capacității pe granița cu Bulgaria direcția import, granița cu Serbia direcția export și cea cu Ungaria direcția export. Veniturile din licitațiile zilnice au provenit în special din alocările pe granița cu Ungaria direcția import și export. Deși pe unele intervale orare au existat solicitări de capacitate la licitațiile intra-zilnice, nu au existat venituri din respectivele capacități alocate, interesul participanților fiind în continuare scăzut pentru acest tip de licitații.

Numeroși participanți au rezervat simultan capacitate de schimb în ambele sensuri ale unei granițe, în scopul creării oportunităților de a transfera energie în oricare din sensuri, funcție de nivelul prețurilor pe piețele corespunzătoare.

Ca urmare a nerespectării obligațiilor contractuale, au existat doi furnizori concurențiali care și-au pierdut drepturile asupra capacității alocate, câștigate în urma licitației anuale, capacități care au devenit astfel disponibile în cadrul licitațiilor lunare.

Luând în considerare toate tipurile de licitații, cel mai mare număr de câștigători din fiecare lună a fost de cca 30 participanți pe granița cu Ungaria, variind doar direcția în funcție de lună.

Fluxurile fizice totale pe granițele României în anul 2012, separat pe sensurile de import/export cu considerarea tranzitelor sunt prezentate schematic pe total an în figura următoare, cu defalcarea datelor lunare în tabelul următor.

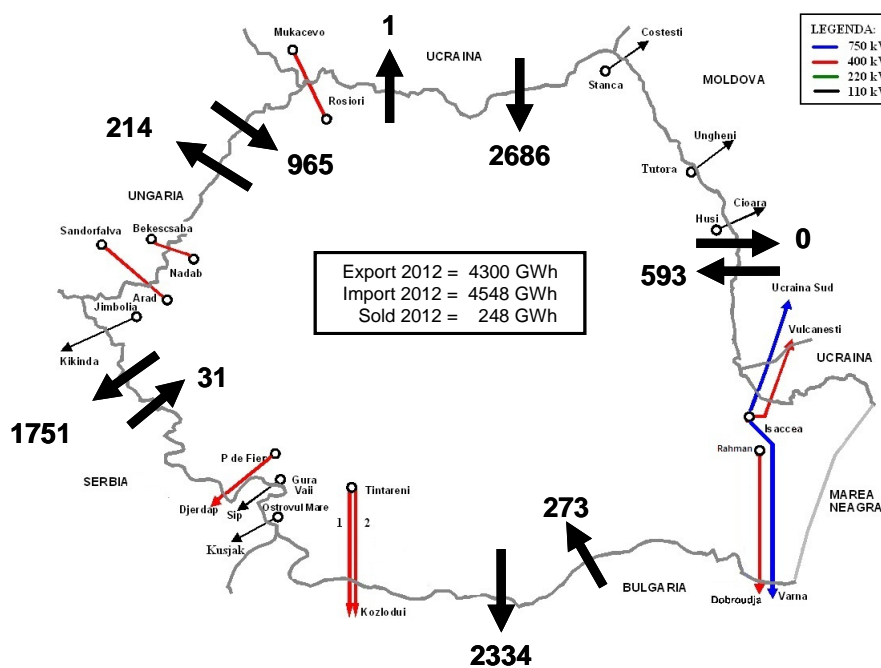


Figura 9

2012		ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	aug	sep	oct	noi	dec	total
EXPORT in [GWh]	HU	0	6	5	60	65	22	20	7	8	4	5	12	214
	UA_W	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	BG	335	257	162	97	101	112	143	201	138	233	255	300	2334
	MD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SR	177	256	145	137	132	137	188	99	146	89	120	125	1751
<b>EXPORT TOTAL [GWh]</b>		<b>512</b>	<b>519</b>	<b>312</b>	<b>294</b>	<b>298</b>	<b>271</b>	<b>351</b>	<b>307</b>	<b>292</b>	<b>326</b>	<b>380</b>	<b>438</b>	<b>4300</b>
IMPORT din [GWh]	HU	157	111	71	26	10	46	41	107	59	138	111	88	965
	UA_W	320	279	226	161	163	172	187	219	225	210	259	265	2686
	BG	2	3	14	33	118	22	20	6	31	11	9	4	273
	MD	75	65	71	44	48	30	33	36	48	55	39	49	593
	SR	0	0	0	1	1	0	6	19	0	3	0	1	31
<b>IMPORT TOTAL [GWh]</b>		<b>554</b>	<b>458</b>	<b>382</b>	<b>265</b>	<b>340</b>	<b>270</b>	<b>287</b>	<b>387</b>	<b>363</b>	<b>417</b>	<b>418</b>	<b>407</b>	<b>4548</b>
<b>Sold [GWh]</b>		<b>42</b>	<b>-61</b>	<b>70</b>	<b>-29</b>	<b>42</b>	<b>-1</b>	<b>-64</b>	<b>80</b>	<b>71</b>	<b>91</b>	<b>38</b>	<b>-31</b>	<b>248</b>

### Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din terțe țări

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune semnificativă a activității CN Transelectrica SA în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context, există o serie de proiecte de infrastructură menite să crească capacitatea de interconexiune pentru îmbunătățirea schimburilor reciproce de energie dintre sistemele vecine și eliminarea unor eventuale congestii:

- pe interfața de sud-vest a țării, CN Transelectrica SA și EMS-JP Elektromreza (Serbia) colaborează pe baza unui Joint Position Paper (semnat în 2011) la proiectul de interes comun privind construcția LEA 400 kV dublu circuit de interconexiune Reșița (RO)-Pancevo (RS). Lungimea totală a liniei LEA 400 kV Reșița-Pancevo este de 131 km, din care 63 km pe teritoriul României și 68 km pe teritoriul Serbiei;
- pe interfața de nord-est, CN Transelectrica SA și IS Moldelectrica (Moldova) colaborează pentru realizarea liniei LEA 400 kV Suceava-Bălți ;
- în cadrul cooperării cu TEIAS (Turcia) pentru realizarea unui cablu submarin de 400 kV între România și Turcia, a fost finalizat studiul de fezabilitate contractat de CN Transelectrica SA cu firma suedeza VPC-Vattenfal, proiectul aflându-se în etapa de stabilire a investitorilor strategici și constituirea societății de proiect pentru construire și operare .

În luna **aprilie 2012**, au fost finalizate negocierile privind înființarea Coordinated Auction office Ltd. – CAO în sud-estul Europei, CN Transelectrica SA fiind încă de la început, unul din principalii susținători ai proiectului. CAO este un proiect regional inițiat de CE, actualmente coordonat de CE și Comunitatea Energetică a statelor din sud-estul Europei, având drept scop alocarea coordonată a capacității de transport pe liniile de interconexiune între sistemele electroenergetice din regiune. Prin participarea la acest proiect, CN Transelectrica SA a făcut un pas important în implementarea reglementărilor europene în domeniul energiei privind integrarea regională ca o primă etapă în reorganizarea pieței unice europene de energie electrică.

În cadrul cooperării regionale din cadrul ENTSO-E, Transelectrica a participat la coordonarea retragerilor din exploatare a liniilor de interconexiune și a celor interne cu influență în interconexiune. De asemenea, a participat la ședința de convenire și semnare a programului anual de retrageri din exploatare în interconexiune. Convenirea acestui program are ca scop crearea condițiilor de retragere a liniilor interne și de interconexiune pentru efectuarea lucrărilor de mentenanță și/sau investiții în condiții de respectare a criteriilor de siguranță și de ofertare a capacităților transfrontaliere.

## Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS

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:

- stabilirea planului de dezvoltare în perspectivă care să asigure dezvoltarea rețelei de transport, corespunzător dimensionată pentru transportul energiei ce va fi produsă, importată, exportată sau tranzitată și;
- asigurarea funcționării SEN în condiții de siguranță și realizarea transportului energiei electrice la un nivel de calitate corespunzător cu prevederile Codului tehnic și al Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice;
- materializarea activității de planificare a dezvoltării prin: inițierea procedurilor necesare promovării noilor investiții în rețeaua de transport estimate ca eficiente, evaluarea costurilor marginale pe termen lung pentru fiecare nod al rețelei de transport, oferirea bazei de date pentru determinarea tarifelor pentru serviciile de transport și de sistem.

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.

**Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani** trebuie să asigure:

- adecvanța sistemului, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în acord cu politica energetică națională;
- corelarea acțiunilor între OTS și participanții la piața de energie electrică, referitor la orice serviciu care poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SEN;
- oportunitățile zonale pentru racordarea utilizatorilor rețelei de transport funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi de producere, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice în acord cu cerințele de dimensionare.

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.

Pentru fiecare obiectiv identificat se desfășoară activități care să asigure documentațiile: studii de sistem sau de zonă, studii de fezabilitate, de fezabilitate și proiecte tehnice.

La toate nivelurile de analiză, stabilirea soluțiilor tehnico-organizatorice pentru realizarea unei investiții în noi capacități de transport trebuie să țină cont de evitarea restricțiilor de sistem care ar putea apărea pe durata desfășurării acestora.

Având în vedere:

- intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012 în luna iulie 2012,
  - întârzierea înregistrată în nominalizarea proprietarului OTS care trebuie să-și dea acordul asupra modalității de finanțare a investițiilor în rețeaua de transport,
- ultimul aviz al ANRE asupra Planului de perspectivă a fost avizul nr. 31/12.08.2011.

### **Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră**

ANRE a continuat cooperarea cu autoritățile naționale de reglementare din țările vecine în scopul aplicării unitare a prevederilor Regulamentelor 714/2009/CE și 715/2009/CE. În acest context o atenție deosebită a fost acordată cooperării cu Ungaria și Bulgaria în scopul promovării **alocărilor implicite a capacităților de interconexiune și a aspectelor de cuplare a piețelor de energie**. Au fost organizate întâlniri bilaterale atât cu reglementatorii maghiari cât și cu cei bulgari. Reuniuni ale grupului de lucru Romania-Bulgaria privind pregătirea și implementarea proiectului de cuplare a piețelor de energie electrică au avut loc în lunile februarie și octombrie 2012.

În data de 14 decembrie 2011, în urma unui proces de analiză și evaluare în cadrul grupului de lucru național (MECMA, ANRE, SC Opcom SA 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. Comitetul director al 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 cursul anului 2012, activitatea grupului de lucru organizat la nivel național format din reprezentanții ANRE, ME, CN Transelectrica SA și SC OPCOM SA a continuat, fiind organizate întâlniri cu partenerii din proiectul regional de cuplare Cehia-Slovacia-Ungaria pentru identificarea pașilor ce urmează a fi parcurși. În data de 22.10.2012 a fost aprobat de către primul-ministru Memorandumul cu tema *Aderarea României la proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria*, document prin care se aproba aderarea României la Proiectul de cuplare a piețelor de energie electrică din Cehia, Slovacia și Ungaria și se solicită evaluarea preliminară a costurilor induse de aplicarea noilor soluții și suportarea acestor costuri, dacă dimensiunea acestora este acceptabilă, prin recunoașterea lor în cadrul tarifelor aprobate de autoritatea de reglementare pentru Operatorul de transport și sistem CNTEE Transelectrica SA și Operatorul pieței de energie electrică SC Opcom SA.



### 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, (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 2012 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

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem nu a fost finalizat în anul 2012, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

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

Pentru o identificare completă a modului de îndeplinire a obligațiilor CN Transelectrica SA prevăzute în Regulamentul CE nr. 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, autoritatea de reglementare a decis efectuarea unei acțiuni de control, care a debutat în iunie 2012. Au fost solicitate operatorului de transport și sistem detalii privind demersurile efectuate pe fiecare cerință din Regulamentul european, cu prezentarea stadiului acțiunilor. De asemenea, au fost supuse acțiunii de control modul în care sunt respectate prevederile privind transparența și furnizarea de informații, inclusiv cele de publicare, din punct de vedere al conținutului, ritmicității, momentului publicării și duratei disponibilității informațiilor.

### 3.2. Promovarea concurenței

#### 3.2.1. Piața angro de energie electrică

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

Piața angro (PAN) cuprinde totalitatea tranzacțiilor desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie electrică, care se desfășoară pe piața cu amănuntul (PAM).

Modelul **pieței angro de energie electrică** este structurat în următoarele componente:

- **contracte bilaterale** (reglementate, negociate sau încheiate prin licitații pe piețele centralizate de contracte),

- tranzacții încheiate pe **piața pentru ziua următoare (PZU)** sau **pe piața intra-zilnică (ID)**, în care participanții își ajustează poziția contractuală sau pentru a obține profit din diferența între prețurile de contract și prețul spot.
- **piața de echilibrare (PE)**, care asigură acoperirea diferențelor dintre producția notificată și consumul prognozat. Pentru dezechilibrele înregistrate participanții își asumă responsabilitatea financiară.

Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente a contractelor pe piața concurențială a fost organizată **Piața centralizată a contractelor bilaterale**, ce include două modalități de tranzacționare, respectiv modalitatea de tranzacționare conform căreia contractele sunt atribuite prin licitație publică (**PCCB**) și modalitatea de tranzacționare conform căreia contractele sunt atribuite printr-un proces combinat de licitații și negociere (**PCCB-NC**). Piața centralizată a contractelor bilaterale a fost completată la finele anului 2012 cu **un cadru organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari (PMC)**.

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.

*Legea energiei electrice și gazelor naturale*, nr. 123/2012, instituie obligația ca pe piața concurențială, tranzacțiile cu energie electrică să se încheie în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, ceea ce implică eliminarea posibilității încheierii pe piața angro de contracte negociate bilateral, odată cu intrarea în vigoare a legii.

Legea nr. 123/2012 instituie principiile concurențiale similare cu cele pentru tranzacțiile cu energie electrică și pentru tranzacțiile cu servicii tehnologice de sistem, pe care operatorul de transport și sistem trebuie să le realizeze pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, prin mecanisme concurențiale.

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**

Structura prezentă a sectorului de producere a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada 2000-2004 și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro de energie electrică, până în anul 2012, când, în urma aplicării HG nr. 1024/2011 și a HG nr. 1023/2011 au fost înființați prin fuziune doi importanți producători de energie electrică din surse convenționale.

Astfel, din luna iunie 2012, a intrat pe piața de energie electrică producătorul Complexul Energetic Oltenia (CE Oltenia) – o nouă societate comercială administrată în sistem dualist prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg. Jiu, Complexul Energetic Turceni

(CE Turceni), Complexul Energetic Rovinari (CE Rovinari) si Complexul Energetic Craiova (CE Craiova), iar din luna noiembrie 2012 si-a început activitatea Complexul Energetic Hunedoara (CE Hunedoara), înființat prin fuziunea Electrocentrale Deva si Electrocentrale Paroseni.

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2012, de producători a fost de 53,793 TWh, din care, cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a totalizat 52,107 TWh.

Anul 2012 a fost caracterizat de menținerea unuia dintre cei mai importanți producători din sectorul energetic, Hidroelectrică, în stare de forță majoră, aplicată contractelor comerciale de vânzare a energiei electrice aflate în derulare. Aplicarea clauzei de forță majoră a început în toamna anului 2011 si a continuat pe parcursul primelor 4 luni ale anului, din cauza persistenței factorului declansator - deficit hidrologic sever, care a afectat râurile interioare si în special fluviul Dunărea. După o perioadă de 3 luni, în care a activat pe piața de energie electrică în condiții normale, din cauza scăderii accentuate a debitelor pe Dunăre si pe principalele râuri interioare si ținând seama de prognozele nefavorabile până la sfârșitul anului, Hidroelectrică a făcut demersurile pentru activarea celei de-a doua clauze de forță majoră în toate contractele comerciale de vânzare a energiei. Potrivit comunicatului de presă al Hidroelectrică din 07.08.2012, prin aplicarea clauzei de forță majoră, producătorul hidro si-a restrâns livrările la energia produsă în unitățile proprii, repartizată proportional cu obligațiile de vânzare pe fiecare contract aflat în derulare, folosind o „cheie matematică unică orară”. Hidroelectrică a iesit din cea de-a doua stare de forță majoră la sfârșitul lunii noiembrie 2012.

O altă situație excepțională, cu impact major asupra activității pe piața de energie a aceluiași mare producător, a fost intrarea în procedură generală de insolvență, în scopul reorganizării activității conform unui plan de reorganizare, aplicabilă de la sfârșitul lunii iunie 2012. Cererea de intrare în insolvență a fost explicată de Hidroelectrică prin existența secetei prelungite de la sfârșitul anului 2011 si începutul anului 2012, printre altele, cu efecte în diminuarea cifrei de afaceri a producătorului, a pierderilor financiare înregistrate în decursul unui an si jumătate si a reducerii fluxurilor de numerar.

Față de anul 2011, în 2012 s-au înregistrat scăderi la energia livrată pe aproape toate tipurile de combustibil convențional, cu excepția celui gazos. Scăderea cea mai mare s-a înregistrat la energia produsă din combustibil fosil lichid (cu 18,5%) si sursă hidro (cu cca. 18,1%, din cauza celor două situații de forță majoră din cursul anului), iar cea mai mică a fost înregistrată la energia produsă pe bază de combustibil nuclear (2,4%), această cantitate de energie rămânând la aproximativ același nivel ca si în anii precedenți. În timp ce toate celelalte tipuri de surse, cu excepția celei gazoase, pe baza căreia s-a produs si livrat cu aproape 3% mai mult decât în 2011 (datorată în mare parte intrării în producție a CCCC Petrom), au determinat scăderi ale energiei livrate în rețele, energia din sursă eoliană (produsă doar de producătorii dispecerizabili) a fost de aproape 2 ori mai mare față de anul trecut, ajungând la un total anual de peste 1,8 TWh. Pe lângă respectiva cantitate, cca. 1 TWh a fost produs de producătorii eolieni nedispecerizabili sau aflați pe parcursul anului în perioade de probă. Pe total, în 2012, s-a înregistrat **o scădere cu peste 6% a energiei electrice injectate în rețele** si produse atât din surse convenționale, cât si din cele neconvenționale, din unități dispecerizabile.

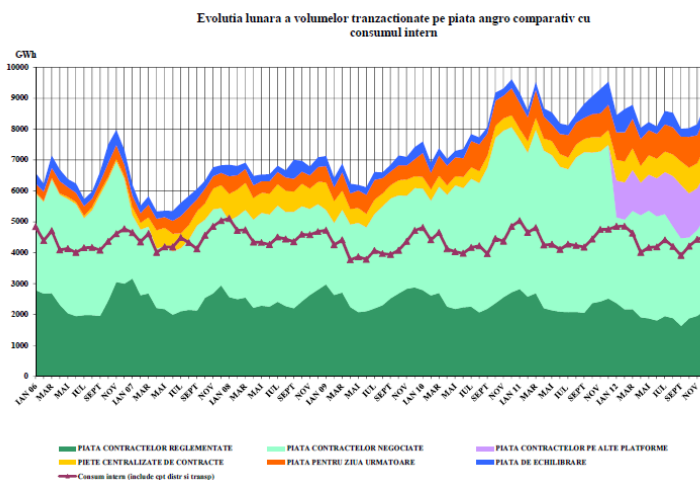
**În anul 2012, în România s-a importat o cantitate de cca 1402 GWh și s-au exportat 1149 GWh;** valorile respective nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale, conform rapoartelor lunare realizate de operatorul de transport si sistem (OTS). Comparativ cu anul 2011, importul a crescut cu cca 35%, în timp ce exportul a scăzut cu mai mult de 61%, atât cel realizat de furnizorii concurențiali, cât și cel al Hidroelectrică, din cauza

deficitului de energie înregistrat de-a lungul anului. Pentru prima dată în ultimii 5 ani România a fost importator net de energie.

Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de cca 52,36 TWh, cu 2,6% mai mic decât cel din 2011; cu excepția lunilor februarie, iunie și iulie 2012, când nivelele consumului intern calculat în modul descris mai sus a fost mai mare decât în lunile corespunzătoare anului 2011, consumul intern a înregistrat lunar scăderi procentuale de o cifră, cea mai mică dintre ele fiind cea din luna august (0,7%) și cea mai mare, cea din luna noiembrie (6,7%).

## Evoluții pe piața angro de energie electrică în anul 2012

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro de energie electrică în perioada 2006-2012, comparativ cu consumul intern.



Ca și în anul 2011, se remarcă volume totale tranzacționate lunar pe piață de peste 8 TWh, la valori duble față de valorile lunare ale consumului intern (calculat ca sumă dintre energia livrată în rețele și soldul import-export). Pe ansamblul pieței angro, predominantă a fost tranzacționarea pe contracte bilaterale (negociate și reglementate), cu un volum care a reprezentat cca. 146% din consumul intern, mai puțin cu 16 puncte procentuale comparativ cu anul precedent.

Componente piața angro	Volum tranzacționat în anul 2012 - GWh	Evoluție față de anul 2011 - % -	Pondere din consumul intern din 2012 - % -
Piața contracte reglementate	23707	▼ 15,4	45,3
Piața contracte pe platforme de brokeraj	16020	▼ 11,1	30,6
Piața contracte negociate direct	36536		69,8
Export	1149	▼ 61,0	2,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale	8551	▲ 70,0	16,3
Piața pentru Ziua Următoare	10718	▲ 20,8	20,5
Piața intrazilnică	7	▲ 62,0	0,2
Piața de Echilibrare	4709	▼ 2,6	9,0

Pentru păstrarea comparabilității în calcularea evoluției față de anul 2011, s-a considerat suma dintre contractele pe platforme de brokeraj și cele negociate pentru anul 2012.

Comparativ cu situația anului 2011, se remarcă o scădere a cantităților tranzacționate pe fiecare din tipurile de contracte reglementate, contractele negociate direct sau pe platforme de brokeraj, cea mai mare scădere însă înregistrând-o exportul, care s-a redus simțitor, în special cel pe care îl realiza Hidroelectrică, la acest lucru contribuind atât cele două stări de forță majoră instituite, cât și insolvența declarată la mijlocul anului. În schimb, creșteri importante de cantități tranzacționate s-au înregistrat pe cele două piețe centralizate organizate la nivelul operatorului de piață, mai ales din cauza schimbărilor produse prin Legea nr. 123/2012, survenite începând cu luna august 2012.

Volumele tranzacționate succesiv, au reprezentat în anul 2012, 79,5% din consumul intern al anului, fiind însă cu cca. 1,6% mai mici decât volumele vehiculate între furnizori în anul precedent. Faptul că cca. 99% din cantitățile vehiculate (tranzacționate pe contracte încheiate înainte de apariția Legii nr. 123/2012) sunt reprezentate de volumele de pe contracte încheiate direct sau pe platforme de brokeraj, rămâne, ca și în anii trecuți, un motiv de îngrijorare cu privire la gradul de transparență și eficiență ale pieței de energie electrică, precum și în ceea ce privește modul de reflectare în preț la consumatorul final.

Datorită caracterului concurențial și transparent al piețelor organizate centralizat, creșterile volumelor tranzacționate pe PZU, pe piața centralizată a contractelor bilaterale (care a înregistrat o creștere importantă) și volumele tranzacționate (chiar dacă nesemnificative) pe piața intra-zilnică sunt considerate ca evoluții pozitive ale acestor segmente de piață angro.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro*	2012 - lei/MWh -	2011 - lei/MWh -	Evoluție 2012 față de 2011 - % -
Piața contracte reglementate	189,75	164,29	▲ 15,5
Piața contracte pe platforme de brokeraj	212,97	-	-
Piața contracte negociate direct	204,15	177,88	▲ 14,8
Export	223,15	192,78	▲ 15,8
Piața centralizată a contractelor bilaterale	215,25	171,78	▲ 44,2
Piața pentru Ziua Următoare*	217,47	221,20	▼ 1,7
Piața intrazilnică**	297,57	281,71	▲ 22,0
Piața de Echilibrare***	291,68	283,13	▲ 3,0

\* prețul mediu anual este cel publicat de SC Opcom SA și se calculează ca medie aritmetică simplă

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

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

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

- i. prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață;
- ii. toate prețurile includ componenta TG 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 2012, față de 2011, indică următoarele:

- o creștere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte, cu excepția prețului mediu pe PZU, care a scăzut, însă, cu un procent mic;
- creșterea mare a prețului mediu de pe PCCB (inclusiv PCCB-NC) la livrare față de anul 2011, cu maxime medii lunare în perioada octombrie-decembrie, de peste 220 lei/MWh, perioadă în care s-au tranzacționat cantitățile de livrat în anul 2013;
- prețul mediu anual pe contractele încheiate pe platforme de brokeraj a fost cu puțin mai mic decât cele obținute pe platformele organizate la nivelul Opcom;
- prețul mediu anual la export înregistrat pe contractele furnizorilor concurențiali a fost în jur de 257 lei/MWh, în timp ce prețul de pe contractele încheiate de Hidroelectrică, singurul producător exportator a fost de 146 lei/MWh.

### ***Piața contractelor bilaterale reglementate***

Componenta reglementată a pieței angro a continuat să funcționeze și în anul 2012, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de distribuție și doar în primele 3 luni ale anului, pentru acoperirea pierderilor în rețeaua de transport.

Cantitățile de energie electrică pe contracte reglementate aprobate prin decizii ANRE pentru furnizorii implicați și operatorii de distribuție au reprezentat cca. 98,7% din totalul vânzărilor producătorilor pe piața reglementată, fiind acoperite în proporție de cca. 50,8% de producătorii pe bază de combustibil convențional, de cca. 30,9% de producătorul nuclear și de cca. 16,9% de producătorul hidro, diferența constituind-o vânzările pe contracte reglementate către operatorul de transport, pe contracte de întraajutorare între producători sau vânzări pe piața cu amănuntul de energie electrică.

Din totalul vânzărilor producătorilor, cantitățile vândute pe piața reglementată au reprezentat cca. 46% din total (24233 GWh), diferența fiind înregistrată pe piața concurențială, inclusiv prin contracte bilaterale directe (27958 GWh). Se face precizarea că volumele menționate nu includ tranzacțiile realizate pe piața de echilibrare/dezechilibre.

CN Transelectrica SA a achiziționat și în primele 3 luni din 2012, pe contracte reglementate de la producători, energie electrică pentru acoperirea pierderilor în RET, la prețuri de 250 lei/MWh, respectiv 350 lei/MWh, cantitatea totală astfel achiziționată în trimestrul I 2012 fiind de cca. 175 GWh. Diferența necesară pentru acoperirea pierderilor a fost cumpărată de pe PZU în toate cele 3 luni.

Din luna martie 2012, însă, CN Transelectrica SA a demarat achiziționarea respectivei energii de pe PCCB, prin introducerea de oferte de cumpărare, pentru ca, din aprilie, întreaga achiziție de energie destinată acoperirii pierderilor să se desfășoare exclusiv prin mecanisme concurențiale, de piață (PZU și PCCB), la prețuri mult mai mici.

În anul 2012, furnizorii implicați au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 72259 TJ (20072 GWh) pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat; din care cca 91% a fost achiziționată de pe piața reglementată, iar restul de pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziție a energiei electrice a fost de 161,54 lei/MWh.



Pentru operatorii de distribuție, achizițiile de pe piața reglementată au reprezentat în anul 2012 cca 91% din total, restul energiei electrice necesare pentru acoperirea consumului propriu al rețelelor de distribuție fiind achiziționată de pe piața concurențială. În total, operatorii de distribuție au achiziționat de pe piața angro o cantitate de energie electrică de 23810 TJ (6614 GWh). Prețul mediu de achiziție a fost de 162,18 lei/MWh.

### **Piața concurențială**

În piața concurențială sunt cuprinse toate tranzacțiile realizate în urma contractelor negociate bilateral între diversi participanți (inclusiv revânzările succesive), precum și tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate (PCCB, PCCB-NC, PZU, PI, PE) care funcționează în baza unor mecanisme tip licitație.

Volumul tranzacțiilor derulate pe piața concurențială a scăzut față de anul 2011, însă cu un procent de doar 1,6%, în principal din cauza situației energetice dificile care a caracterizat anul. Față de anul anterior, au avut loc modificări în structura contractelor; astfel, au crescut cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate organizate la nivelul SC Opcom SA (cu mai mult de 38%), a scăzut exportul cu cca. 60%, determinat atât de reducerea livrărilor producătorului Hidroelectrica, cât și de reducerile de cantități aplicate de furnizorii concurențiali care au vândut energie. De asemenea, în urma unui proces de consultare a participanților la piață, s-a identificat necesitatea colectării datelor privind energia electrică livrată separat pentru contracte încheiate pe alte platforme de brokeraj, dintre care cele mai importante sunt ICAP, TFS, GFI Brokers și Tullett Prebon. S-a constatat în acest fel că o treime din contractele bilaterale directe, însumând o cantitate de 52,6 TWh pe an au reprezentat-o cele încheiate de furnizorii concurențiali pe aceste platforme, cca. 16 TWh, care au însemnat 30,6% din consumul intern al anului 2012.

Pe lângă acestea, s-au desfășurat în continuare contractele negociate încheiate direct de participanții la piață, care au însumat o cantitate de cca. 36,5 TWh, tranzacționată la un preț mediu anual de 204,15 lei/MWh, un preț mai mic față de cel de pe piețele centralizate de la Opcom și de cele de pe platformele de brokeraj.

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

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială			100% (27958 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>		<b>48,6%</b>
	1.	Cu furnizori	33,0%
	2.	Cu parteneri externi (export)	1,3%
	3.	Cu alți producători	0,9%
	4.	Cu distribuitori	0,0%
	5.	Cu consumatori	13,4%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>		<b>29,6%</b>
	1.	Cu furnizori	28,0%
	2.	Cu distribuitori	0,0%
	3.	Cu alți producători	0,0%
	4.	Cu operatorul de transport	1,6%
	5.	Cu consumatori	0,0%
<b>C.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>		<b>21,9%</b>

Facem precizarea că producătorii nu au încheiat contracte pe platformele de brokeraj, încheierea acestor tipuri de contracte caracterizând în exclusivitate activitatea furnizorilor concurențiali.

Producătorii au vândut pe PCCB pe contracte încheiate cu furnizorii concurențiali și operatorul de transport și sistem, iar pe contracte negociate direct atât la alți producători (contracte încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii nr. 123/2012 și sistate imediat după aplicarea prevederilor sale), cât și către furnizorii concurențiali și la export (Hidroelectrică, dar cu cantități mult reduse după intrarea în situația de insolvență).

Prețurile medii de tranzacționare a energiei de către producători pe piața concurențială (care au fost aduse în valori comparabile prin includerea doar a componentei Tg a tarifului de transport) au fost de 174 lei/MWh pentru vânzarea negociată la furnizorii concurențiali, 146 lei/MWh la export, un preț mediu anual de 78 lei/MWh la alți producători (din cauza prețului mic practicat de OMV Petrom la vânzarea către Hidroelectrică, pentru energia electrică produsă în grupul aflat în perioada de probe).

Pentru livrările producătorilor pe contractele încheiate pe piețele centralizate de contracte au rezultat prețuri medii de cca. 215 lei/MWh pentru vânzarea la furnizorii concurențiali și un preț mediu de 230 lei/MWh pentru vânzarea către Transelectrica; prețul mediu de vânzare al producătorilor pe PZU a fost de cca 229 lei/MWh, apropiat de cel din anul 2011, în timp ce pe contractele de export a fost de 146 lei/MWh, cu 8% mai mare decât cel la livrările la export din anul precedent.

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% (69612 GWh)
<b>A.</b>	<b>Tranzacții realizate în urma contractelor negociate bilateral</b>	<b>70,7%</b>
	1. Cu alți furnizori	36,6%
	2. Cu parteneri externi (export)	1,1%
	3. Cu producători	2,3%
	4. Cu operatori distribuție	0,0%
	5. Cu consumatori	30,7%
<b>B.</b>	<b>Tranzacții realizate pe alte platforme de brokeraj</b>	<b>23,0%</b>
<b>C.</b>	<b>Tranzacții realizate prin mecanismele de tip licitație ale piețelor centralizate</b>	<b>0,4%</b>
	1. Cu alți furnizori	0,2%
	2. Cu producători	0,0%
	3. Cu operatorul de transport	0,2%
<b>D.</b>	<b>Tranzacții pe PZU</b>	<b>5,9%</b>

Se remarcă faptul că 23% din cantitatea de energie electrică vândută de furnizori pe piața de energie electrică o reprezintă tranzacțiile derulate pe platformele de brokeraj internaționale, cu prețul mediu de 212,98 lei/MWh.

Prețurile medii de vânzare realizate de furnizori pe piața concurențială în 2012 (inclusiv componenta Tg a tarifului de transport) au fost de 214,97 lei/MWh pentru vânzările negociate către alți furnizori, 228,17 lei/MWh la export, 227,54 lei/MWh pe contracte negociate către producători și de 225,74 lei/MWh către consumatorii finali, cu precizarea că acest ultim preț nu include costurile de rețea (transport, distribuție, servicii de sistem).

Pentru tranzacțiile pe PZU, prețul mediu realizat de către furnizori a fost de 218,17 lei/MWh, iar pentru livrările pe contracte încheiate pe piețele centralizate, acesta a fost de 192,38 lei/MWh cu producătorii, de 231,14 lei/MWh cu furnizorii, respectiv de 214,46 lei/MWh cu operatorul de transport.

### ***Piața centralizată a contractelor bilaterale, cu cele două modalități de tranzacționare (PCCB și PCCB-NC)***

Anul 2012 s-a caracterizat printr-o creștere a numărului de oferte inițitoare și de finalizare a multora dintre ele prin încheierea de tranzacții, cu preponderență prin modalitatea de tranzacționare prin licitație publică (PCCB), în special după intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012.

Volumul tranzacțiilor livrate ca urmare a tranzacțiilor de pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică a crescut cu 70% față de cel înregistrat în 2011, reprezentând 16,3% din consumul intern, valori fără precedent pe piața centralizată de contracte de energie electrică.

Acest fapt a fost determinat de restricțiile introduse prin Legea nr. 123/2012 la tranzacționarea pe contracte bilaterale directe, participanții fiind obligați să încheie noi tranzacții doar în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu. Volumele livrate considerate sunt cele raportate lunar către ANRE de participanții la piața angro.

Deși un an greu din punct de vedere al asigurării cu energie electrică din cauza situației hidrologice dificile, interesul participanților față de acest tip de tranzacții a crescut foarte mult în a doua jumătate a anului, ca urmare a modificărilor legislative recente. Astfel, la sfârșitul anului 2012, numărul participanților înregistrați la piața centralizată de contracte era de 130 titulari de licență, cu 37 mai mulți decât în aceeași perioadă din 2011. Pe lângă producătorii mari și furnizorii concurențiali, care au fost activi pe PCCB și PCCB-NC și în anul precedent, în cursul anului 2012 s-au înscris o serie de producători nedispecerizabili, producători pe bază de resurse regenerabile și operatorul de transport și sistem, activitatea acestora fiind mai intensă spre sfârșitul anului.

Pe PCCB au fost tranzacționate produse energetice diverse, care au variat în funcție de perioada de livrare, de profilul zilnic al livrării și de alte caracteristici, cum ar fi introducerea de clauze asigurătorii (în cazul producătorului nuclear). Ofertele inițitoare introduse, de vânzare sau cumpărare, au depășit numărul de 600, record pentru funcționarea acestei piețe de la înființarea sa până în prezent, din acestea cca jumătate fiind tranzacționate spre sfârșitul anului, pentru cantități cu livrare în cursul anului 2013. Prețurile de deschidere au variat în intervalul 155-298 lei/MWh. Printre cei mai active producători din punct de vedere al ofertelor inițitoare și a cantităților introduse spre vânzare s-a remarcat Hidroelectrică, începând cu luna iulie 2012. Spre deosebire de anul anterior, în 2012, consumatorul industrial SC ArcelorMittal Galați SA a introdus 2 oferte inițitoare de cumpărare, în care prețul lunar de livrare era calculat pe bază de formulă, oferte care însă au fost anulate din lipsă de răspuns. Un participant care a debutat pe PCCB în 2012 a fost Transelectrica, așa cum am precizat și anterior.

În ceea ce privește ofertele de vânzare cu preț minim introduse și câștigate, cu perioade de livrare 2012/2013, cei mai activi participanți pe tot parcursul anului au fost cele 3 complexe energetice, până în luna iunie 2012, când au fuzionat și ulterior SC CE Oltenia SA, SN Nuclearelectrică SA și SC Hidroelectrică SA.

Deși interesul participanților nu a fost la fel de mare ca cel pentru PCCB, și tranzacțiile cu livrare pe termen scurt și mediu (prin modalitatea de tranzacționare cu negociere continuă PCCB-NC) s-au intensificat în anul 2012, tranzacționându-se contracte standard cu termene de livrare de o săptămână, o lună și un trimestru care au însumat un volum de cca. 240 GWh.

Volumul total al cantităților livrate în anul 2012 (din contracte tranzacționate în perioada 2011/2012 pe PCCB și PCCB-NC) a fost de 8551 GWh, cu 70% mai mult decât în 2011, reprezentând 16,3% din consumul intern al țării, față de procentul de 9,4% pe care îl deținea în 2011.

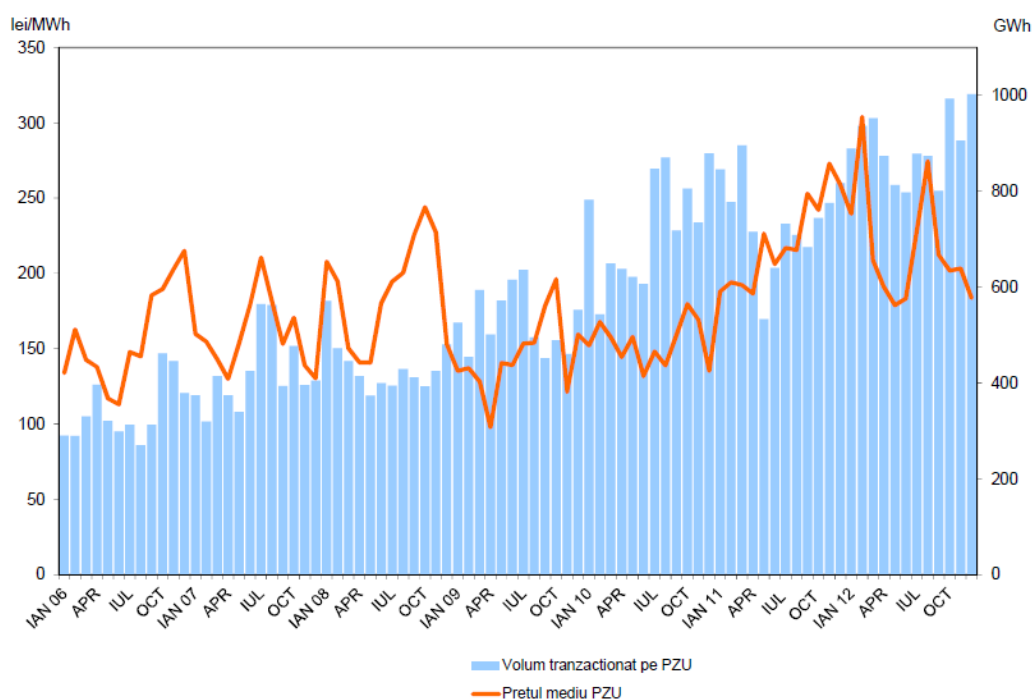
Prețul mediu ponderat al livrărilor din 2012 pe contractele de pe piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB și PCCB-NC) a fost de cca. 215,25 lei/MWh, în creștere cu cca 25% față de media similară din 2011, apropiat de prețul mediu anual pe PZU din 2012 (217,47 lei/MWh).

Prețul de tranzacționare a crescut spre sfârșitul anului, când s-au pus în vânzare cantitățile de energie pentru anul 2013, producătorii cerând prin ofertele inițiatore de vânzare, prețuri din ce în ce mai mari, bazându-se pe prognozele meteo nefavorabile ale anului 2013 de la acea dată. Astfel, în luna decembrie 2012, prețurile oferite pentru livrare în bandă au atins 242 lei/MWh, iar cele pentru livrare la vârf, 280 lei/MWh, unele dintre ele fiind chiar tranzacționate.

### ***Piața pentru ziua următoare – PZU***

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2012 a crescut cu cca. 21% față de volumul tranzacționat în anul 2011. Cota de 20,5% din consumul intern, înregistrată de PZU, în 2012, a crescut față de valoarea medie înregistrată în anul 2011, când a reprezentat 16,5%. Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor lunare de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 1,17% față de media anului 2011. În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2012.

Evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU

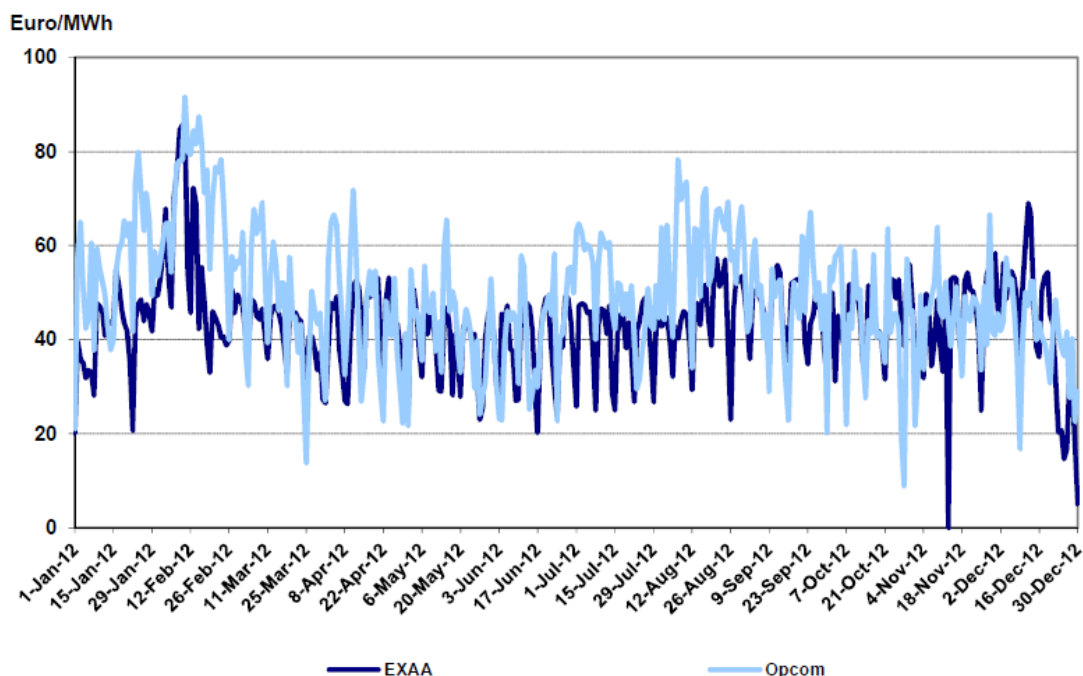


Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri, având însă un trend crescător și valori mai mari față de valorile lunare din 2011. Minimul perioadei a fost atins în luna mai 2012 (cca. 178,86 lei/MWh), în timp ce maximum - în luna februarie 2012 (cca. 303,97 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare înregistrate a fost în 2012 de 217,47 lei/MWh.

Ca și în anii precedenți se apreciază că prețul stabilit pe PZU în anul 2012 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Din comparația prețului de închidere a PZU - OPCOM, cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2012, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de Opcom au fost, în prima jumătate a anului, mai mici decât cele de pe EXAA, iar în partea a doua a anului semnificativ mai mari.

PRETURI SPOT MEDII ZILNICE  
2012



### ***Piața intrazilnică – PI***

Componentă a pieței angro pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică activă, ulterioare PZU, dar cu livrare în ziua următoare celei de tranzacționare, piața intrazilnică, deși, spre deosebire de anul precedent, a funcționat pe tot parcursul anului 2012, a înregistrat volume lunare tranzacționate mici, cu un maxim în luna februarie (2358 MWh) și un minim în luna iunie (30 MWh).

Activitate mai intensificată s-a înregistrat în perioada februarie-aprilie 2012, când au fost tranzacționați peste 1100 MWh lunar, în restul anului volumele nedeșăind 800 MWh. Comparația cu anul anterior nu este relevantă, piața intrazilnică intrând în funcțiune în luna septembrie 2011.

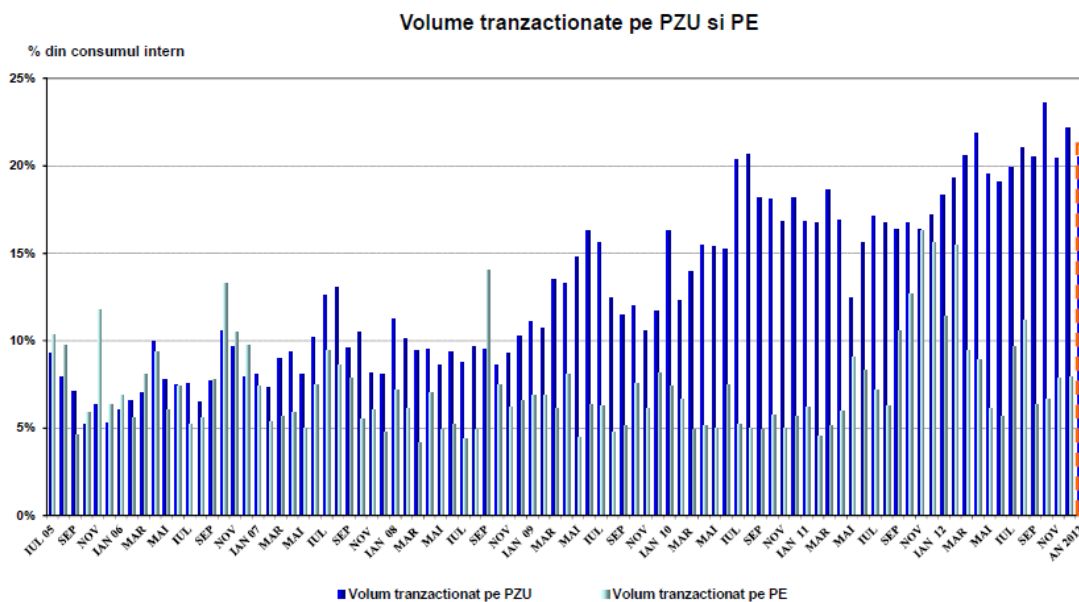
Din cei 53 de participanți înscriși la sfârșitul lunii decembrie 2012 la piața intrazilnică, cei mai mulți participanți activi au fost în număr de 12 în luna februarie, iar valoarea totală a tranzacțiilor încheiate în 2012 pe această piață a fost de cca. 2,3 mil. lei.

### ***Piața de echilibrare – PE***

În luna decembrie 2012 pe această piață operau 22 producători, care dețineau un număr total de 139 unități dispecerizabile și erau înregistrate 108 PRE.

Volumul total tranzacționat pe PE în anul 2012 a scăzut cu 21% față de anul 2011, dar este cu 25% mai mare decât volumul total tranzacționat în anul 2010. Valoarea lunară s-a situat constant sub cea tranzacționată pe PZU, așa cum rezultă din graficul următor; relaționarea celor două piețe (PZU și PE) în anul 2012 este, în general, corectă, în condițiile în care Hidroelectrică a prelungit până la sfârșitul lunii aprilie 2012 „forța majoră” declarată în octombrie 2011, respectiv a reactivat-o pentru perioada august-noiembrie 2012.

Dintre motivele creșterii volumelor tranzacționate pe PE, prezentate de OTS în rapoartele de monitorizare întocmite, menționăm: deficitul accentuat de energie electrică înregistrat în SEN, transmiterea de notificări în dezechilibru de către unii operatori economici/PRE-uri importanți/importante, creșterea diferenței dintre consum și producție în orele de vârf, funcționarea la capacitate maximă pentru perioada ianuarie - februarie 2012, etc.

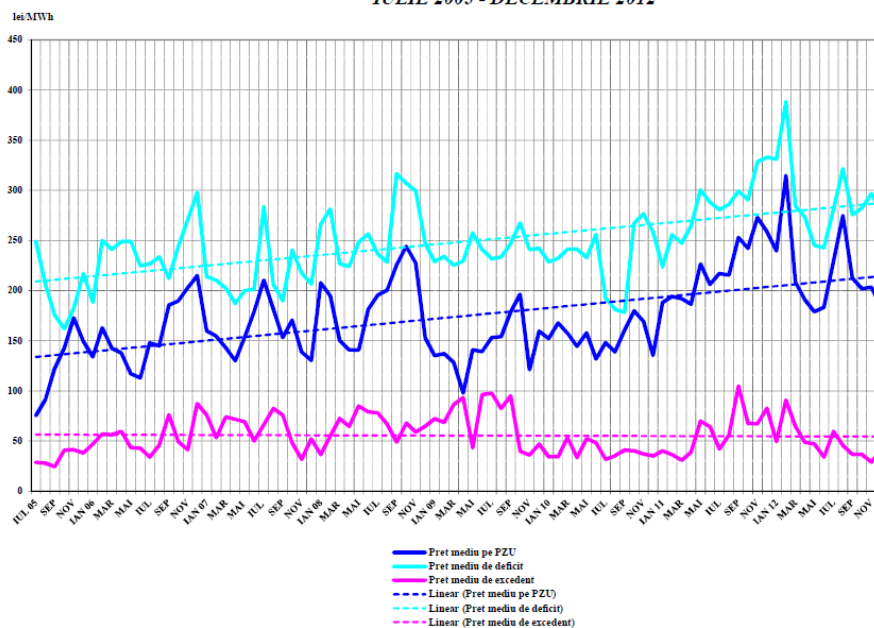


Graficul următor prezintă evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2012.

Valorile medii ale prețurilor de decontare pentru anul 2012 au fost de 291,68 lei/MWh prețul de deficit (cu cca 3% mai mare decât cel înregistrat în anul 2011) și 48,55 lei/MWh prețul de excedent (cu cca 17% mai mic comparativ cu 2011). Se menționează faptul că valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.



Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE  
IULIE 2005 - DECEMBRIE 2012



Începând cu luna ianuarie 2012, producția prioritară necontrolabilă (produsă din surse regenerabile) suportă cheltuielile înregistrate cu dezechilibrele pe piața de echilibrare.

O caracteristică a anului 2012 o reprezintă faptul că valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și decontarea dezechilibrelor PRE a reprezentat un cost, cu excepția lunilor aprilie, mai, iunie, octombrie și noiembrie, valoarea cumulată pe întreaga perioadă fiind de 18,45 mil lei. Din rapoartele de monitorizare transmise de OTS rezultă că la acest rezultat a contribuit creșterea volumelor tranzacționate pe PE, care a făcut necesară participarea la echilibrarea SEN a producătorilor în cogenerare, cu costuri de pornire/operare mari.

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

Piața de servicii tehnologice de sistem funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă. Întrucât pe piața de servicii de sistem există în mod constant o concentrare ridicată (producătorul hidro fiind capabil să realizeze cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor s-a realizat și în anul 2012, de regulă, prin contracte reglementate, încheiate între producătorii calificați pentru acest tip de serviciu și OTS pentru o parte din cantitatea necesară, restul fiind asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma licitațiilor desfășurate de OTS.

În următorul tabel sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru piața serviciilor tehnologice de sistem la nivelul anului 2012, indiferent de tipul de contractare a rezervelor de sistem, care au fost obținuți în cursul activității de monitorizare din cadrul ANRE, pe baza machetelor de culegere a datelor aferente atât de la producătorii calificați pentru acest tip de serviciu cât și de la Transelectrica.

Anul 2012		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	3 156 750	6 324 480	3 022 800
	C1 (%)	53,0	82,5	46,5
	C3 (%)	98,9	93,2	89,3
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	147 365	694 707	1 823 517
	C1 (%)	93,9	98,4	51,6
	C3 (%)	100	100	88,0
	HHI	8858	9679	3500

Serviciile tehnologice de sistem au fost asigurate în principal prin contracte reglementate, atât pentru rezerva secundară, cât și pentru rezerva terțiară. Cu toate acestea, au fost organizate de către Transelectrica licitații lunare în vederea achiziției de cantități suplimentare pentru a acoperi cât mai mult din necesarul declarat de UNO-DEN. Astfel, în perioada ianuarie-iulie 2012 s-au organizat licitații lunare pentru toate cele 3 tipuri de rezerve, în timp ce, în lunile august-noiembrie 2012 aceste licitații s-au mai organizat doar pentru achiziția suplimentară de rezervă terțiară lentă. În luna decembrie 2012 nu au fost organizate licitații, achiziția fiind doar reglementată.

La licitațiile pentru rezerva secundară și terțiară rapidă se remarcă participarea producătorului Hidroelectrică, care a câștigat cea mai mare cantitate în fiecare din lunile în care s-au organizat licitații.

La licitațiile pentru rezerva terțiară lentă, printre participanți se remarcă Termoelectrică, Electrocentrale Galați, Dalkia și Electrocentrale Deva (în lunile în care a funcționat). Dacă la licitațiile pentru rezerva secundară și cea terțiară rapidă, proporția cantităților achiziționate prin licitație a fost mică, nu același lucru s-a întâmplat la licitațiile pentru terțiară lentă, unde, cel puțin în prima jumătate a anului 2012, cantitățile achiziționate concurențial au fost apropiate de cele achiziționate reglementat.

Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2012 au rămas la nivelul celor din 2011, fiind unice pentru toți furnizorii de STS, în timp ce prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor au avut valori mari, variind de la lună la lună în intervalul 60-80 lei/h\*MW pentru rezerva secundară, 30-50 lei/h\*MW pentru rezerva terțiară rapidă și 1-23 lei/h\*MW pentru rezerva terțiară lentă.

Pe parcursul anului 2012 au avut loc unele cedări de obligații contractuale pentru rezervele de reglaj terțiar rapid și lent între furnizorii de STS, în vederea îndeplinirii cantităților lor contractate.

Activitatea de monitorizare a funcționării pieței de energie electrică se desfășurată în conformitate cu prevederile Metodologiilor de monitorizare aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 35/2006 și respectiv nr. 60/2008, cu modificările și completările ulterioare. Scopul supravegherii funcționării pieței de energie electrică și performanțelor

acesteia este creșterii nivelului de transparență pe piață și a protejării consumatorilor prin mai buna înțelegere a piețelor de energie electrică și a modului de reglementare a acestora. și a condus la obținerea următoarelor rezultate:

- publicarea de rapoarte lunare cu privire la funcționarea piețelor supravegheate; rapoartele conțin informații cu privire la regulile de funcționare a pieței, date agregate privind funcționarea sistemului electroenergetic și a pieței (evoluții de preț, de cantități, indicatori de concentrare, evoluția regulilor de piață), care fac posibile evaluări ale nivelului concurenței și analize specifice ale părților interesate. La realizarea acestor rapoarte, ANRE ia în considerare principiile general acceptate la nivelul Uniunii Europene cu privire la publicarea datelor și respectarea echilibrului necesar în vederea evitării înțelegerilor tacite;
- efectuarea unor aprecieri periodice cuprinse în rapoartele interne sau prin informări directe adresate conducerii instituției cu privire la eficiența funcționării piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică, eficiența cadrului de reglementare, comportamentul participanților la piețele respective și semnalarea abaterilor constatate.

Activitatea de monitorizare se bazează pe transmiterea de date și informații cu frecvență lunară de către participanții la piață, inclusiv de către operatorul de piață (SC Opcom SA) și cel de transport și sistem (CN Transelectrica SA), în baza celor două metodologii de monitorizare elaborate de ANRE.

Activitatea de supraveghere a piețelor se bazează, de asemenea, pe colaborarea dintre reglementator și compartimentele de supraveghere a piețelor aflate în administrarea operatorului pieței de energie și respectiv a operatorului de transport și sistem. Pe lângă datele transmise regulat sau la cerere reglementatorului, Opcom și Transelectrica publică lunar pe site-urile proprii [www.opcom.ro](http://www.opcom.ro) și [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro) rapoarte de monitorizare pe baza unor proceduri proprii, dezvoltate pe modelul țărilor nordice.

## **Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică**

### *Producere*

Pe baza datelor culese s-au putut face aprecieri legate de indicatorii de concentrare la nivelul pieței de producere a energiei electrice din România, atât din punct de vedere al puterii disponibile în sistem cât și al energiei produse, respectiv livrate în rețelele de transport.

În anul 2012, **puterea netă disponibilă în sistemul energetic național a fost de 18756 MW**, cu cca. 8% mai mare față de cea din anul precedent. **Creșterea a fost determinată în principal de punerea în funcțiune a unui număr mare de capacități de producție eoliene.** Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de puterea disponibilă netă a fost, în 2012, de 1891. Calculul HHI a luat în considerare participațiile de peste 50% deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume: deținerea integrală de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA, SC Electrocentrale Deva, SC Electrocentrale Paroșeni și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

În tabelul următor sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile, în perioada 2004–2012, fără aplicarea principiului dominanței (pe baza structurii legale). Deoarece majoritatea producătorilor de energie electrică se află în proprietatea statului sau a comunităților locale (prin intermediul Ministerului Economiei, AVAS, Consiliilor Locale), supravegherea indicatorilor de concentrare se face în mod curent pe baza structurii sectorului din punct de vedere legal (ca societăți cu personalitate juridică), considerați suficient de relevanți pe piața din România.

**Evoluția valorilor medii anuale ale C1 și HHI  
pe baza energiei electrice livrată în rețele  
de producătorii dispecerizabili**

<b>Anul</b>	<b>C1</b>	<b>HHI</b>
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1632
2010	36%	1947
2011	26%	1469
2012	30%	1914

*Sursa: date producători dispecerizabili, prelucrare ANRE*

Se constată că valoarea de 1914 a indicelui HHI pentru anul 2012, determinată în funcție de energia anuală livrată în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile, a depășit pragul de 1800, care delimitează piețele cu concentrare moderată a puterii de piață de cele cu concentrare excesivă. Gradul ridicat de concentrare pe partea de producere și livrare de energie electrică este determinat și de faptul că la mijlocul anului 2012, trei dintre cei mai importanți producători de energie electrică din sursă clasică au fuzionat, modificând în consecință toți indicatorii de concentrare. Astfel, cota primului producător (CE Oltenia, noul participant la piață, producător termo, rezultat în urma fuziunii) a fost de 30,4% iar cota primilor trei producători (CE Oltenia la care s-au adăugat producătorul hidro și cel nuclear) a fost de 73,4%.

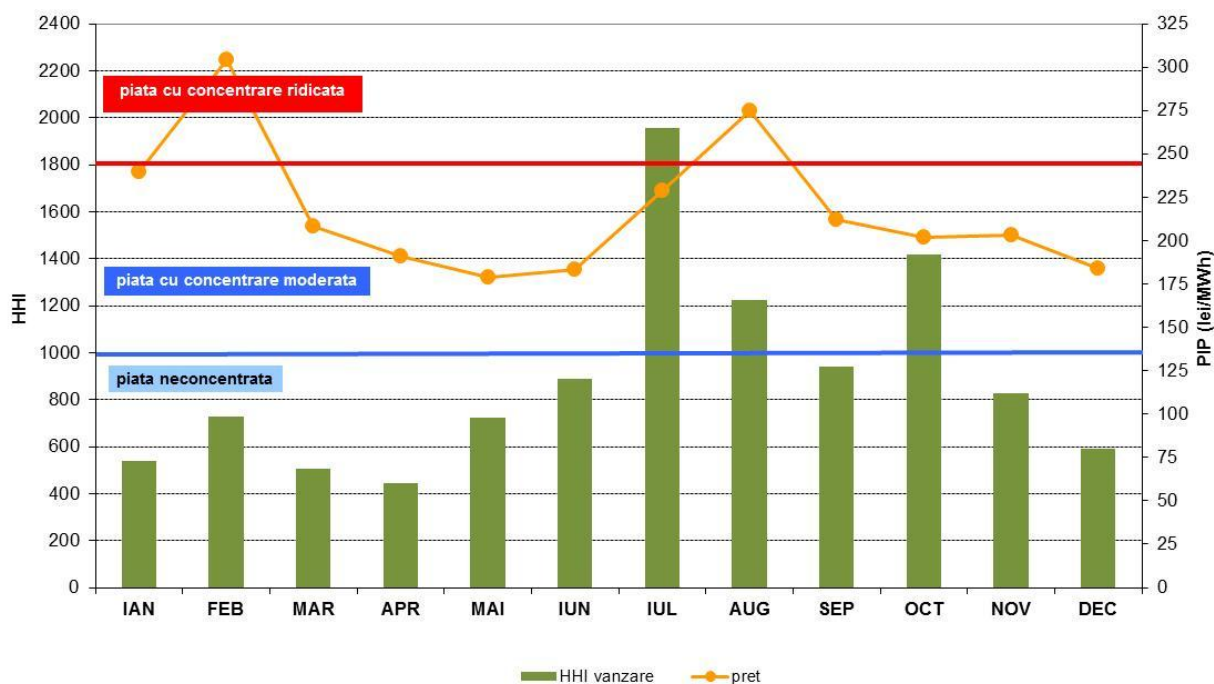
#### *Piața pentru ziua următoare*

Indicatorul de concentrare HHI la vânzarea pe PZU a avut valori care, în general, indică o piață cu concentrare mai mică în primele 6 luni, cu valori lunare ale HHI în domeniul 444-889; după fuziunea celor 3 complexe energetice care funcționează pe bază de combustibil clasic într-unul singur, CE Oltenia SA, HHI atinge cu valoarea de 1958 din luna iulie, nivelul maxim lunar înregistrat până în prezent la vânzare pe această piață în ultimii 5 ani. Cu excepția lunii octombrie 2012, CE Oltenia a fost lider la vânzările pe această piață în a doua jumătate a anului 2012, cu cote de piață care au variat în domeniul 13,05-33,41%. Valorile HHI s-au menținut relativ crescute până în ultimile 2 luni din an, când au intrat din nou în domeniul unei piețe neconcentrate.

Pe partea de cumpărare, situația lunară a anului este diferită de cea de vânzare, în sensul că valorile HHI înregistrate în prima parte din 2012 situează piața în registrul unei piețe cu concentrare moderată, în timp ce în ultimile 4 luni din an, această concentrare se reduce simțitor. Cele mai mari valori ale cotei de piață a principalului cumpărător s-au înregistrat în primele 2 luni (peste 30%, cu un maxim în luna ianuarie 2013 – 34%), valorile sale situându-se apoi pe un trend descrescător spre sfârșitul anului, când a atins valoarea minimă din an (în luna decembrie - 11%).

În figurile nr. 10 și 11 este prezentată evoluția lunară a HHI lunar la vânzare și respectiv la cumpărare, în anul 2012. Indicatorul este calculat în funcție de volumele tranzacționate lunar și comparate cu prețul mediu lunar de închidere pe PZU (PIP), pentru evidențierea eventualelor corelații dintre acestea.

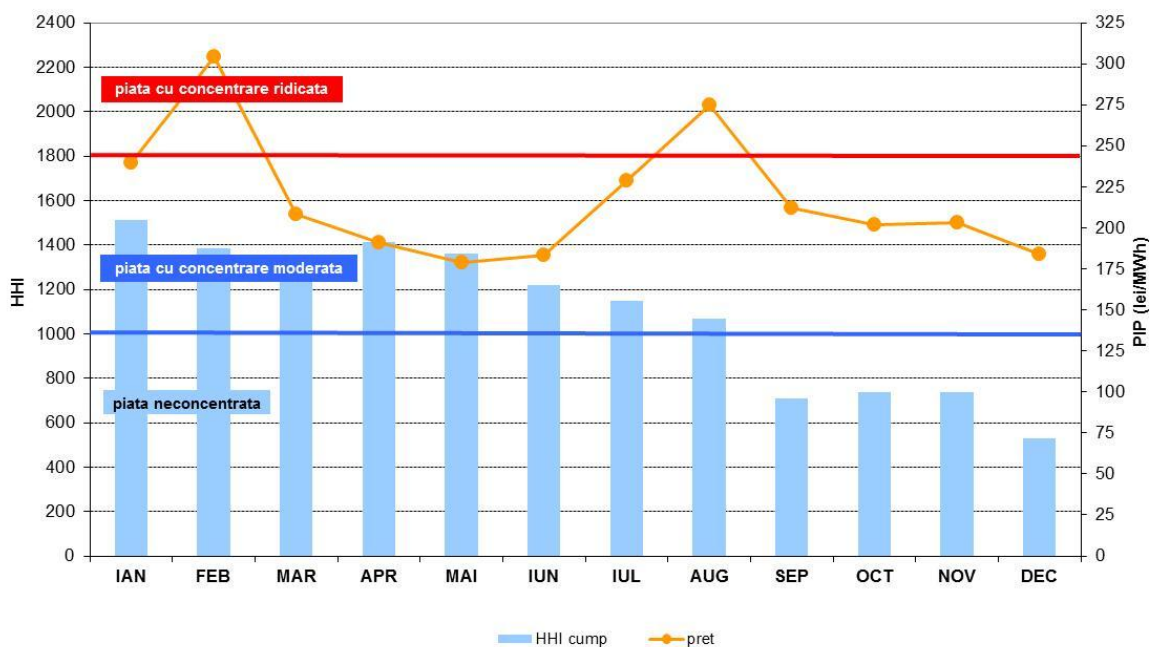
**Evolutia lunara HHI la vanzare pe PZU (cantitati tranzactionate)  
comparativ cu pretul mediu lunar de inchidere a pietei  
- 2012 -**



*Figura 10*

*Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE*

**Evolutia lunara HHI la cumparare pe PZU (cantitati tranzactionate)  
comparativ cu pretul mediu lunar de inchidere a pietei  
- 2012 -**



*Figura 11*

*Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE*

*Piața centralizată a contractelor bilaterale*

Indicatorii de concentrare calculați pe baza volumelor de energie aflate în livrare, contractate anterior, în conformitate cu contractele atribuite prin licitație publică în sesiunile anterioare, evidențiază o piață cu concentrare excesivă pentru ambele modalități de tranzacționare ale pieței centralizate de contracte.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe piața centralizată a contractelor bilaterale, organizată la nivelul operatorului de piață SC Opcom SA, în perioada 2005-2012:

Tabel 2

**Indicatorii 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

*Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA*

Se constată că ponderea cea mai mare la vânzarea pe această piață este deținută de participantul rezultat în urma fuziunii celor 3 complexe energetice, CE Oltenia, a cărui cotă de piață a fost obținută luând în calcul inclusiv cantitățile livrate pe contractele câștigate de complexe energetice din care s-a format, de dinainte de fuziune.

*Piața de echilibrare – PE*

În tabelul următor sunt prezentate valorile comparative anuale pentru perioada 2006-2012 ale indicatorilor de concentrare, determinați pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Tabel 3

**Valorile indicatorilor de concentrare a pieței de echilibrare**

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
C1	Reglaj secundar	Crestere	80%	60%	71%	64%	68%	59%	60%
		Scădere	80%	56%	71%	64%	67%	56%	57%
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	69%	51%	70%	55%	53%	75%	78%
		Scădere	53%	30%	38%	47%	62%	46%	53%
	Reglaj terțiar lent	Crestere	29%	29%	27%	39%	45%	30%	46%
		Scădere	31%	19%	27%	32%	34%	42%	95%
HHI	Reglaj secundar	Crestere	6510	3915	5438	4526	5067	3986	4815
		Scădere	6612	3538	5367	4501	4943	3703	4665
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	5061	2979	5065	3543	3320	5729	6250
		Scădere	3452	1590	2319	2843	4204	2868	3926
	Reglaj terțiar lent	Crestere	2203	1769	2021	2478	2749	1679	2375
		Scădere	2582	1276	1838	2017	2089	2563	3446

*Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE*



Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2012 arată existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2012 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață, iar valoarea maximă a fost revizuită începând cu data de 15 septembrie 2012 și a crescut de la 400 lei/MWh la 450 lei/MWh. Se menționează faptul că indicatorii de concentrare ai pieței de echilibrare au fost calculați prin includerea energiei efectiv livrate de CE Craiova, CE Rovinari și CE Turceni în primele 5 luni ale anului în energia efectiv livrată de CE Oltenia, respectiv de valorile înregistrate în primele 10 luni de Electrocentrale Deva și Electrocentrale Paroșeni în energia efectiv livrată de CE Hunedoara.

#### *Piața serviciilor tehnologice de sistem*

Această piață funcționează pe tipuri de rezerve secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă, pe care OTS (operatorul de transport și sistem) le contractează reglementat sau concurențial (pe bază de licitații) de la producătorii calificați pentru acest tip de servicii. Întrucât pe piața de servicii de sistem există în mod constant o concentrare ridicată (producătorul hidro fiind capabil să realizeze cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor se realizează, în principal, prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS. În anul 2012, OTS a achiziționat pe bază de licitații, cca. 4% din totalul cantității contractate pentru rezerva secundară, 10% din cea destinată rezervei terțiare rapide, în timp ce pentru rezerva terțiară lentă a contractat prin licitație cca. 38% din întreaga cantitate necesară.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare anuali pentru piața serviciilor tehnologice de sistem pentru perioada 2008-2012.

*Tabel 4*

Anul/componenta		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
<b>2008</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	82,6	82,6	78,2
	C3 (%)	98,6	91,2	100
componenta concurențială	C1 (%)	77,5	92,5	64,3
	C3 (%)	100	100	97,8
	HHI	6516	8605	4765
<b>2009</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	62,2	80,2	71,7
	C3 (%)	88,7	90,4	100
componenta concurențială	C1 (%)	-	-	42,1
	C3 (%)	-	-	82,7
	HHI	-	-	2869
<b>2010</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	71,3	83,0	44,2
	C3 (%)	92,5	90,0	90,2
componenta concurențială	C1 (%)	-	-	-
	C3 (%)	-	-	-
	HHI	-	-	-
<b>2011</b>				
componenta	C1 (%)	56,1	80,2	40,2

reglementată	C3 (%)	83,5	88,3	84,7
componenta concurențială	C1 (%)	-	77,0	63,4
	C3 (%)	-	93,3	96,5
	HHI	-	6089	4815
<b>2012</b>				
componenta reglementată	C1 (%)	53,0	82,5	46,5
	C3 (%)	98,9	93,2	89,3
componenta concurențială	C1 (%)	93,9	98,4	51,6
	C3 (%)	100	100	88,0
	HHI	8858	9679	3500

Sursa: date CN Transelectrica SA, prelucrare ANRE

### 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 2012 pe piața cu amănuntul au activat 62 de furnizori, dintre care 12 dețin și licență de producere, iar 5 sunt furnizori implicați. Pe piața reglementată au acționat 5 furnizori implicați – 1 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat.

Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat la 31 decembrie 2012 a fost de **8.991.838**, din care consumatori casnici **8.437.104** și consumatori non casnici **554.734**. De remarcat că din totalul consumatorilor casnici la nivel național, **1097** au devenit consumatori eligibili, consumul anual al acestora fiind însă extrem de scăzut.

Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **20.880 GWh**, înregistrând o creștere de 3% față de anul 2011, în condițiile menținerii consumului final total aproximativ la nivelul anului 2011.

În ceea ce privește analiza evoluției structurii consumului de energie electrică la consumatorii finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2012, din datele prezentate în tabelul următor se constată următoarele:

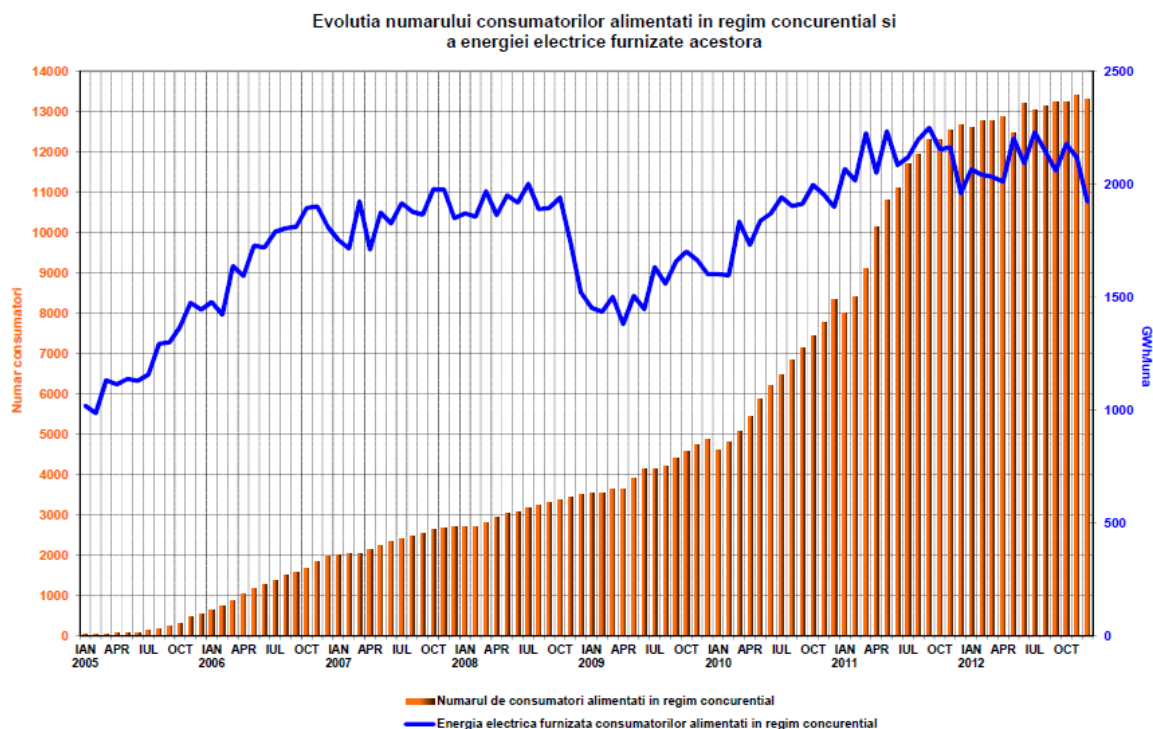
	2008		2009		2010		2011		2012		Evoluție 2012 față de 2008	Evoluție 2012 față de 2009	Evoluție 2012 față de 2010	Evoluție 2012 față de 2011	Evoluție 2011 față de 2008	Evoluție 2011 față de 2009	Evoluție 2011 față de 2010	Evoluție 2010 față de 2008	Evoluție 2010 față de 2009
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%									
<b>Consumatori alimentați în regim reglementat</b>	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	20880	46%	89%	91%	98%	103%	87%	88%	95%	91%	93%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	12029	26%	116%	109%	107%	104%	112%	105%	103%	108%	102%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	8852	19%	68%	73%	67%	102%	67%	72%	86%	78%	84%
<b>Consumatori alimentați în regim concurențial</b>	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	112%	135%	114%	98%	114%	138%	116%	98%	119%
Casnici		0%		0%		0%		0%		0%									
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	25105	55%	112%	135%	114%	98%	114%	138%	116%	98%	119%
<b>Consum final total</b>	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	45985	100%	100%	111%	106%	100%	100%	110%	105%	95%	104%

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2012 s-a menținut la același nivel cu cel înregistrat în anul 2011, a crescut cu cca. 6% față de cel înregistrat în anul 2010, respectiv cu 11% față de anul 2009 și a depășit ușor valoarea înregistrată în anul 2008;
- creșterea cantității și a ponderii consumului casnic în consumul final cu cca. 4% în anul 2012, față de anul 2011, cu 7% față de anul 2010, cu 9% față de anul 2009, respectiv cu 16% față de anul 2008;

- scăderea consumului consumatorilor necasnici care și-au schimbat furnizorul și a ponderii acestuia în consumul final cu cca 2% în anul 2012 față de anul 2011, creșterea cu 14% față de anul 2010, creșterea cu 35% față de anul 2009, respectiv creșterea cu 12% față de anul 2008;
- creșterea consumului consumatorilor necasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 2% în anul 2012 față de anul 2011, precum și menținerea ponderii acestuia în consumul final.

În decembrie 2012, pe piața concurențială erau prezenți **13.467** consumatori eligibili, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2012 fiind de **25.105 GWh**, cu o scădere față de perioada similară a anului anterior de cca 2%.

Numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentat grafic ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței. După cum se constată, numărul de consumatori care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere ușoară în anul 2012. Energia electrică furnizată acestora a scăzut în primele 4 luni, respectiv în ultimele două luni ale anului și a crescut în lunile mai, iulie și octombrie, înregistrând în luna decembrie valori mai mici decât în luna ianuarie 2012. Începând cu datele lunii 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.



Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2004-2012, prezentați în tabelul următor evidențiază evoluția pozitivă a acestuia (în sensul scăderii concentrării).

Anul 2012 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.

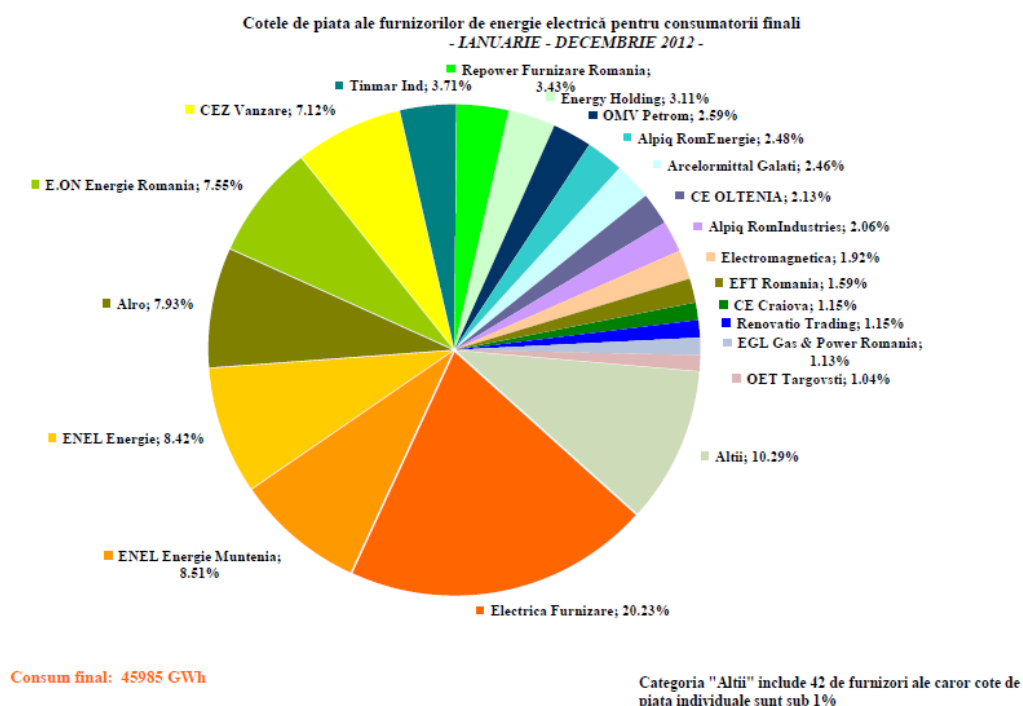
### Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul

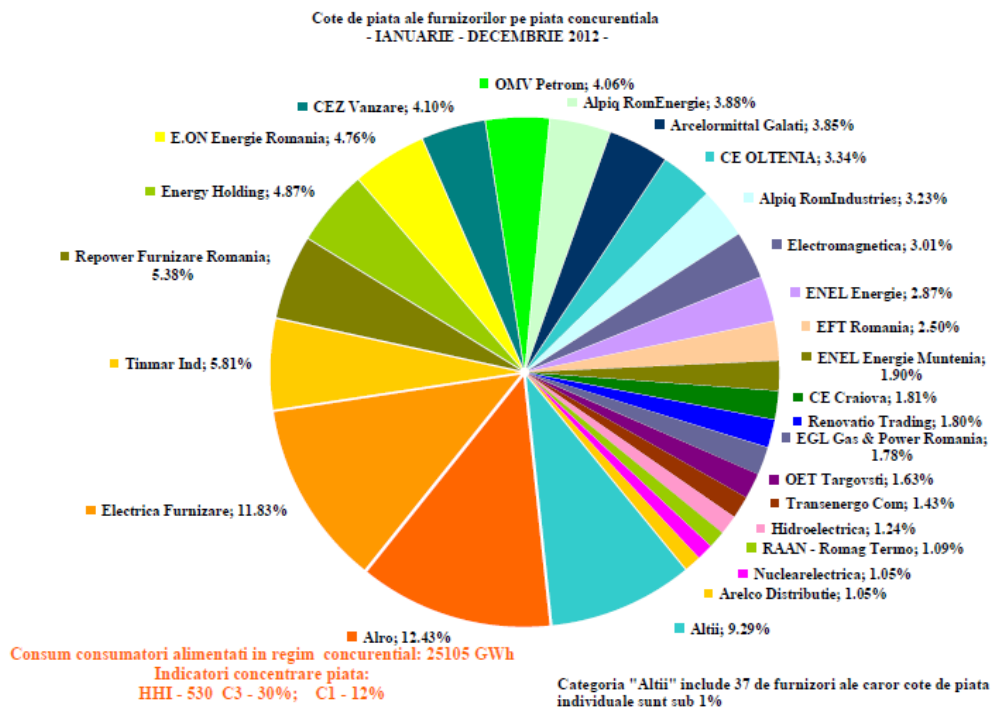
Anul	C1	HHI
2004	62%	4323
2005	39%	1930
2006	20%	885
2007	19%	904
2008	17%	659
2009	16%	669
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530

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

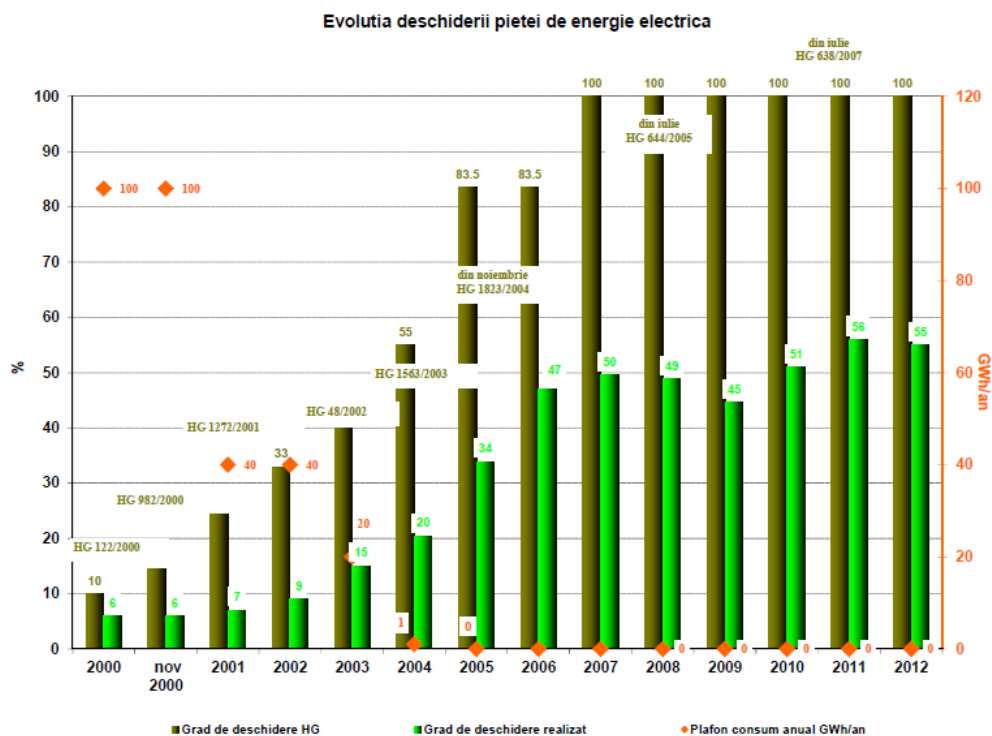
Indicatori - an 2012	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	50	27	26	15	13	20	28	12
C3 - % -	77	54	45	35	33	41	44	30
HHI	2972	1314	1091	702	740	1204	1161	530
Consum - GWh -	56.3	1307	2081	5797	2859	2459	10547	25105
NR. FURNIZORI	27	48	50	49	25	13	22	62
nr. furnizori impliciti	5	5	5	5	4	3	2	5
nr. furnizori concurentiali	15	35	35	36	17	9	11	45
nr. producatori	7	8	10	8	4	1	9	12

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 2012.





În anul 2012 se remarcă o scădere cu un punct procentual a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2011, reprezentând cca 55% din consumul final total. Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în graficul următor:



Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2012, prezentată în *tabelul 5* este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2012 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.

Tabel 5

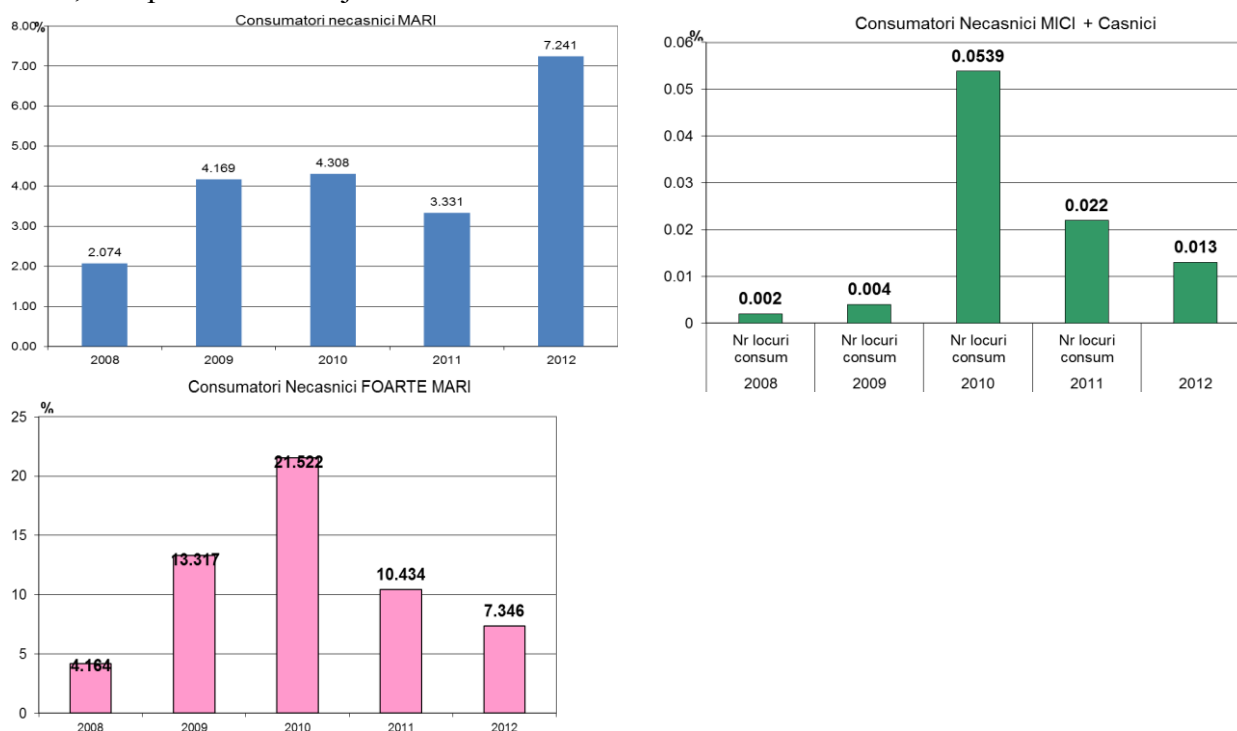
Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%)	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,013	0,409
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	7,241	8.986
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7,346	14,302
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>0,033</b>	<b>7,649</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza numărului locurilor de consum a înregistrat o ușoară creștere 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 o dublare a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mari, corelat cu o reducere cu 43% a valorii indicatorului pentru categoria necasnici mici și casnici, respectiv cu 30% pentru categoria necasnici foarte mari.

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru piața cu amănuntul determinată pe baza volumelor furnizate a înregistrat o creștere cu 70% comparativ cu valorile rezultate anul trecut. Se remarcă migrarea consumatorilor cu cantități mari de energie de la un furnizor la altul.

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2012, este prezentată mai jos:





Tabelul 6 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 2012.

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.

Tabel 6

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)	4	38	84	2851
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5	29	50	1607
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	7	14	35	718
<b>4.</b>	<b>TOTAL PAM</b>	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>59</b>	<b>1472</b>

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2012 indică:

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

Evoluția prețurilor medii de revenire determinate pentru perioada 2005-2012 este prezentată mai jos:

Tip consumatori	Preț mediu de revenire							
	Euro/MWh							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Consumatori alimentați în regim reglementat	79	90	102	96	87	91	90	90
Consumatori alimentați în regim concurențial	40	48	56	61	57	58	60	67

Se remarcă creșterea prețurilor medii de revenire înregistrată pe piața concurențială în anul 2012 ca efect al secetei prelungite din anul 2011 - 2012, intrarea în insolvență a SC Hidroelectrica SA în luna iunie 2012, punerea în funcțiune și intrarea în exploatare comercială a unităților de producere energie regenerabilă, etc.

Tabelul următor prezintă **prețurile medii de vânzare** realizate pentru fiecare categorie de **consumatori necasnici alimentați în regim concurențial**. Se constată că prețul mediu total a crescut față de anul 2011, când avea valoarea de 257,11 lei/MWh.

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	56,332	414.28
IB	1,306,519	395.34
IC	2,080,601	357.91
ID	5,796,732	325.96
IE	2,858,889	310.34
IF	2,459,036	289.81
Altii	10,546,913	244.38
<b>Total</b>	<b>25,105,022</b>	<b>292.82</b>

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 injecție Tg, transport extracție Tl, 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	

La stabilirea costurilor reglementate pentru anul 2012, care intră în calculul **tarifelor reglementate**, s-au avut în vedere:

- variația tarifului mediu de distribuție la nivel de țară, care începând cu 1 iulie 2012 a înregistrat o creștere de 5,47%;
- modificarea prognozei vânzării de energie electrică la consumatorii care au optat pentru tarifele reglementate, pentru anul 2012 față de prognoza anului 2011;
- cantitățile prognozate a fi vândute în anul 2012 de furnizorii implicați au fost similare cu cele prognozate pentru anul 2011 (reducere cu 1,28%);
- rezultatele activității de furnizare desfășurate pe parcursul anului 2011 de către furnizorii de ultimă instanță au arătat realizarea unor extraprofituri pentru 4 furnizori implicați și a unor pierderi pentru 2 furnizori implicați;
- costurile certificatelor verzi obligatorii a fi achiziționate de către furnizorii de energie electrică, pentru anul 2012, au fost calculate pe baza vânzării de energie electrică aferentă anului 2011 și a prețului de comercializare a certificatului verde;
- compensarea parțială a efectelor cauzate de forța majoră invocată de S.C. Hidroelectrică S.A. în perioada 4 octombrie 2011-30 aprilie 2012. În medie costurile de achiziție ale furnizorilor de ultimă instanță au crescut cu aproximativ 10-11% față de perioadele anterioare. Efectul estimat al creșterii anuale a costurilor de achiziție a energiei electrice destinate consumatorilor finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate asupra tarifelor reglementate destinate consumatorilor respectivi, cauzat de efectele forței majore, este de cca 3,2 %.

Ca urmare a analizelor efectuate conform celor menționate mai sus a rezultat necesitatea de **creștere a tarifelor reglementate la nivel național, pentru energia electrică** livrată de furnizorii de ultimă instanță și/sau furnizorii de ultimă opțiune consumatorilor finali care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, **cu 5%** față de valorile aprobate prin Ordinele ANRE nr. 102/2009 și 103/2009, începând cu data de **1 iulie 2012**.

*Memorandumul de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și Scrisorile de Intenție semnate cu Fondul Monetar Internațional*, parte integrantă a Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană cuprind **cerința privind eliminarea prețurilor reglementate pentru consumatorii noncasnici și casnici în sectorul energiei electrice.**

În baza studiilor efectuate referitoare la evaluarea impactului acestei măsuri asupra consumatorilor finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, autoritățile române au propus o abordare gradual a procesului, acesta urmând să se desfășoare în perioada 2012/2013- 2017/2018.

Procesul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate a fost preluat și de prevederile *Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012*. Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice la consumatorii finali a fost aprobat prin Memorandum al Guvernului în luna martie 2012.

Procesul de eliminare treptată a tarifelor reglementate a început la data de 1 septembrie 2012 pentru clienții noncasnici, respectiv va începe la data de 1 iulie 2013 pentru clienții casnici și se finalizează la 31 decembrie 2013 pentru clienții noncasnici și respectiv 31 decembrie 2017 pentru clienții casnici.

Calendarul propus de eliminare a tarifelor reglementate este prezentat în tabelul de mai jos:

Data de implementare	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori noncasnici) (%)	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori casnici) (%)
01.09.2012	15	-
01.01.2013	30	0
01.04.2013	45	0
01.07.2013	65	10
01.09.2013	85	10
01.01.2014	100	20
01.07.2014	100	30
01.01.2015	100	40
01.07.2015	100	50
01.01.2016	100	60
01.07.2016	100	70
01.01.2017	100	80
01.07.2017		90
31.12.2017		100

Modalitatea de eliminare treptată a tarifelor reglementate stabilită prin Ordinul ANRE nr. 30/2012 a avut ca scop:

- să reflecte performanța furnizorului de energie electrică pe piața concurențială;
- să informeze consumatorul despre existența și evoluția pieței concurențiale și cu privire la performanța furnizorului care îl deservește;

- să reducă riscul financiar al furnizorului, având în vedere posibilitatea de actualizare trimestrială a componentei tarifare, care ar trebui să reflecte costul achiziției energiei electrice în sistem concurențial;
- să permită implementarea graduală a prețurilor concurențiale pentru fiecare tip de consumator, evitând creșteri bruște și semnificative ale prețurilor la consumatorii finali de energie electrică;
- să atenueze șocurile determinate de creșterea prețurilor pe piața angro de energie electrică.

**Primele două etape ale calendarului de eliminare a tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice la consumatorii finali au fost parcurse în anul 2012.** Astfel, în perioada 1 septembrie -31 decembrie 2012 cantitatea de energie electrică din contractele reglementate ale consumatorilor noncasnici a fost redusă cu 15%, furnizorii de ultimă instanță trebuind să-și completeze necesarul de energie electrică cu achiziții de pe piața liberă de energie. De asemenea, începând cu 1 ianuarie 2013, o a doua tranșă de 15% a fost aplicată.

În acest context, la nivelul operatorului de piață s-au desfășurat acțiuni de îmbunătățire a mediului de tranzacționare existent, prin dezvoltarea de platforme de tranzacționare dedicate marilor consumatori industriali și încheierii de contracte bilaterale pe termen lung.

Pentru consumatorii necasnici care nu au uzat de dreptul de eligibilitate, tarifele practicate pentru componenta de piață concurențială - **CPC** au fost evidențiate distinct în factură, aceste tarife fiind în prealabil avizate de ANRE. Tarifele CPC valabile pentru perioada 1 septembrie – 31 decembrie 2012 au fost publicate pe pagina de internet a ANRE.

Tariful CPC reprezintă costurile cu achiziția de energie electrică din piața concurențială, la care se adaugă costurile pentru serviciul de transport, serviciul de sistem, servicii prestate de operatorul pieței centralizate, costurile pentru serviciul de distribuție, costurile pentru serviciul de furnizare, fără a include costul cu achiziționarea certificatelor verzi.

Prin aplicarea tarifului CPC în perioada 01.09.2012-31.12.2012, corelat cu creșterea tarifelor reglementate la energia electrică livrată de furnizorii de ultimă instanță consumatorilor necasnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate, a rezultat o majorare a prețului mediu al energiei electrice facturate acestei categorii de consumatori.

Odată cu intrarea în vigoare, la data de **26 iulie 2012**, a Legii nr. 134/2012, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 505/23.07.2012, care a modificat și completat legislația pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, valoarea certificatelor verzi se facturează separat de tarifele/prețurile pentru energia electrică, și se evidențiază separat pe factura de energie electrică.

Valoarea certificatelor verzi regăsită în factură reprezintă produsul dintre:

- valoarea cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate (CV/MWh), cotă estimată de către ANRE;
- cantitatea de energie electrică facturată (MWh);
- prețul mediu ponderat al certificatelor verzi tranzacționate pe piața centralizată.

Din sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili și a celor care nu au optat pentru schimbarea furnizorului a rezultat prețul de vânzare pentru categoriile de consumatori cuprinse în *tabelul 7*.

Tabel 7

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Preț achiziție energie	Taxe	Preț total
Consumator casnic cu un consum anual cuprins între 1000 și 2500 kWh/an	47.52	-	31.53	30.23	109.28
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	20.16	-	53.08	19.07	92.32
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	17.66	-	49.72	17.00	84.38
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	12.31	-	49.75	15.63	77.68

**Cursul anual din 2012 pentru Euro: 4,4560 RON**

### 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.

Luna februarie 2012 s-a caracterizat printr-o situație energetică dificilă, ajungându-se la situația de lipsă de rezervă de energie la vârfurile de sarcină, din cauza lipsei de combustibil în centralele pe hidrocarburi, a opririi centralelor eoline și lipsei apei de alimentare din cauza înghețului în unele centrale.

Situația meteorologică dificilă din zonă și lipsa de combustibil au determinat atât ESO-EAD (OTS-ul din Bulgaria), cât și EMS (OTS-ul din Serbia) să informeze Transelectrica asupra declanșării stării de forță majoră în Bulgaria (din 08 februarie 2012), respectiv Serbia (11 februarie 2012), având drept consecință suspendarea tuturor importurilor dinspre Bulgaria și suspendarea pieței de alocare a capacităților de interconexiune pe direcția către Serbia.

Astfel, în data de 13.02.2012, Transelectrica a fost nevoită să aplice reducerea graficelor de export conform procedurii operaționale privind „Definirea situațiilor de urgență pentru care Transelectrica poate restricționa dreptul participanților de a utiliza capacitatea de interconexiune câștigată în cazul licitațiilor și modificarea operativă a graficelor de schimb”, având Avizul ANRE nr. 7/09.02.2012.

În conformitate cu prevederile *Hotărârii de Guvern nr. 83/2012 privind adoptarea unor măsuri de siguranță pe piața de energie electrică*, în perioada 16.02-15.03.2012,

Transelectrica a avut dreptul de a adopta în regim de urgență măsuri de siguranță într-o anumită ordine: limitare/sistare livrare la export (excepție face exportul pentru tranzite), apoi aplicarea Normativului de limitare a consumului de energie în situații critice în SEN. Astfel, în perioada 14-23.02.2013 Transelectrica a redus în unele intervale orare capacitatea alocată la licitațiile zilnice pe direcțiile export către Ungaria și Bulgaria, în vederea realizării unei funcționări în condiții de siguranță a SEN.

Din data de 24.02.2012, Transelectrica a sistat reducerile de capacitate alocată pe direcția export, o dată cu îmbunătățirea condițiilor meteorologice și creșterea rezervelor de combustibil în centralele termo și a debitelor afluate pe Dunăre și pe principalele râuri interioare.

### 3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

În anul 2012, producția de energie electrică a fost de 59,04 TWh, cu aproximativ 5% mai mică față de cea din anul 2011. Consumul intern a fost de cca 59,3 TWh, cu cca 1,2% mai mic decât cel din 2011, dar care a fost acoperit atât din producția internă cât și din import, pentru prima oară în ultimii cinci ani soldul import-export fiind pozitiv (0,25 TWh).

În anul 2012, alături de creșterea contribuției centralelor electrice eoliene de la 2 % din total producție în 2011 la aproximativ 5 % din total producție în 2012, se remarcă o scădere a producției termoelectrice (cărbuni: de la 42 % în 2011 la 40 % în 2012) și hidroelectrice (apă: de la 24 % în 2011 la 21 % în 2012, ca urmare a activării de către S.C. Hidroelectrică S.A. a *clauzei de forță majoră*, având ca efect imediat diminuarea contractelor către furnizori). Se remarcă în schimb o ușoară creștere a ponderii centralelor pe baza de hidrocarburi (1 %), datorată în mare parte intrării în piață a CCCC Petrom S.A (860 MW).

Valoarea maxima a consumului în anul 2012 a fost mai mare decât valorile maxime înregistrate în 2011, respectiv 2010. Astfel, consumul maxim brut a fost 9520 MWh/h și a fost înregistrat în ziua de 1 februarie 2012 la ora 19.00, pe fondul temperaturilor extrem de scăzute (media lunară a temperaturii pe țară a fost de -6,3 °C, comparativ cu norma lunară a lunii februarie: +1,1 °C).

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale a fost la 31.12.2012 de 18,756 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.

2012 (MW)	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec
Putere neta disponibila	17355	18580	18544	18803	18693	18828	18828	18589	18652	18655	18739	18871
Consum	7649	7928	6501	7263	6522	7032	6732	5309	6127	6507	7253	7728

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 2013-2030), prognoza valorilor capacității nete de producere și ale consumului în România în varianta a trei scenarii de lucru este prezentată mai jos:

Scenariul A	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	19,70	19,90	20,20	20,20	22,30	22,30
Consum (GW)	8,33	7,43	9,24	7,60	9,48	7,80	10,51	8,62

Scenariul B	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	19,80	20	20,40	20,60	24,40	24,40
Consum (GW)	8,33	7,43	9,24	7,60	9,48	7,80	10,51	8,62

Scenariul EU 2020	2012		2015		2016		2020	
	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am	Ianuarie 19:00 pm	Iulie 11:00 am
Capacitate netă de producere (GW)	18,30	18,10	20,40	20,80	21	21,20	25,70	25,70
Consum (GW)	7,89	7,74	8,23	8,07	8,42	8,27	9,28	9,11

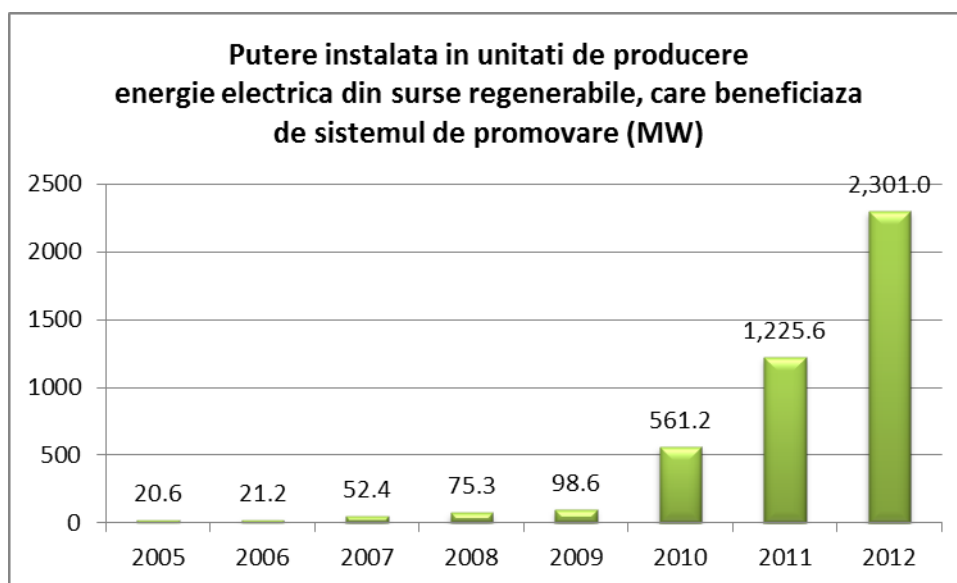
### 3.3.2. Monitorizarea investițiilor în capacități de producere

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, regulament emis de reglementator și aprobat de Guvern (Hotărârea de Guvern – HG – nr. 540/2004, completată și modificată prin HG nr. 1823/2004 și HG nr. 553/2007). 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 2012 au fost acordate 151 de autorizații de înființare (centrale fotovoltaice-54, centrale eoliene – 42, centrale pe hidrocarburi -12, centrale hidroelectrice-29, centrale utilizând biogaz – 3, centrale utilizând biomasă - 9, centrale utilizând deșeuri – 1, centrale utilizând cărbune 1).

Puterea instalată în capacitățile autorizate utilizând surse regenerabile a fost de 1738 MW (centrale fotovoltaice – 253 MW, centrale eoliene – 1339, centrale hidroelectrice -108 și centrale pe biomasă – 39 MW).

Astfel, la sfârșitul anului 2012, puterea electrică instalată în centrale de producere a energiei electrice din surse regenerabile totaliza **2301 MW** față de **1225,6MW** instalați în anul 2011, din care: 1794 MW în centrale electrice eoliene, 427 MW în centrale hidroelectrice cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 26,5 MW în centrale electrice care utilizează biomasă, 2,4 MW în centrale electrice care utilizează gaz de fermentare a deșeurilor, respectiv 51 MW în centrale electrice fotovoltaice. În *figura 12* se regăsește evoluția puterii instalate în perioada 2005-2012.



*Figura 12*

Tot în anul 2012 a început să funcționeze și centrala Petrom SA de la Brazi cu o putere netă de 860 MW.

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.

Sunt eligibili pentru a beneficia de schemă de sprijin atât producătorii care activează în sectorul producerii de energie electrică și termică în cogenerare, cu excepția celor care folosesc surse regenerabile de energie, cât și consumatorii care dețin centrale de cogenerare de mică putere și de microcogenerare, și livrează o parte din energia electrică produsă în rețelele electrice, dacă utilizează energia electrică și termică produsă preponderent pentru consumul propriu și dispun de grupuri de măsurare care respectă prevederile legale.

Nu se acordă schema de sprijin pentru cantitatea de energie electrică produsă în centrale de cogenerare de înaltă eficiență ce nu este livrată în rețelele electrice.

Pentru cei 36 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada ianuarie – decembrie 2012 a fost de 6000 GWh.

Referitor la dezvoltarea rețelelor electrice, principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de perspectivă (PP) al RET - Perioada 2010-2014 și orientativ 2019, ultimul plan de perspectivă avizat de ANRE, sunt următoarele:

- LEA 400 kV d.c. Reșița - Pancevo (linie interconexiune cu Serbia)
- LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălți (linie interconexiune cu Moldova)
- Racordare LEA 400 kV Isaccea – Varna și LEA Isaccea - Dobrudja în stația Medgidia Sud (interconexiunea cu Bulgaria)
- Axul LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Calea Aradului - Arad
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava
- LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu.

Aceste investiții urmăresc asigurarea evacuării puterii din zona Dobrogea și majorarea capacităților de interconexiune.

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**

În condițiile în care rețeaua de transport de gaze naturale din România este proprietatea publică a statului, modelul de separare ales a fost cel al **operatorului independent de sistem**. Acest model permite certificarea operatorului de transport și sistem cu respectarea prevederilor comunitare, concomitent cu păstrarea regimului juridic de proprietate existent, asigurând în același timp, o separare efectivă a intereselor legate de transportul gazelor naturale față de cele legate de producerea și furnizarea acestora.

În acest scop, Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 - aprobată în luna iunie 2012 - stabilește cerințe clare de independență atât în sarcina operatorului de transport și de sistem, cât și a proprietarului rețelei de transport. Decizia finală de certificare a operatorului de transport și sistem aparține autorității de reglementare (ANRE), pe baza avizului Comisiei Europene.

În vederea certificării, pentru transpunerea integrală a prevederilor referitoare la independența operatorului de transport și de sistem, prin act normativ al Guvernului elaborat la propunerea ministerului de resort, se stabilește entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorii economici care desfășoară activități de producere și furnizare, pe de o parte, precum și entitatea publică ce reprezintă statul ca acționar majoritar la operatorul de transport și sistem, pe de altă parte.

Întrucât măsurile de separare cerute de lege au fost adoptate abia în anul 2013, prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 18/2013, care a intrat în vigoare la data de 27 martie 2013, decizia de certificare nu a putut fi emisă în anul 2012.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 334/2000, SNTGN Transgaz - S.A. Mediaș a fost desemnată operator al sistemului național de transport și răspunde de funcționarea acestuia în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului înconjurător.

În cazul operatorului sistemului de transport, S.N.T.G.N. Transgaz S.A., este realizată separarea legală, funcțională și organizatorică între activitatea de transport și cea de furnizare a gazelor naturale în conformitate cu prevederile legale.

**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 2012, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **39 de companii**.

Agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Companiile de distribuție care deserveșc un număr de cel mult 100.000 de consumatori sunt exceptate de la prevederile privind separarea legală.

Operatorii din domeniul 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 domeniul 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 - E.ON Gaz România S.A., specializată în furnizarea gazelor naturale și 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, Distrigaz Sud, a fost finalizat în luna aprilie 2008, rezultând S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. și S.C. Distrigaz Sud S.A. (ulterior S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A.).

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.

Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deserveșc mai puțin de 100.000 consumatori racordați la rețea, care conform normativelor legale au fost exceptați de la obligația separării legale, au realizat încă din anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

Operatorii licențiați din sectorul gazelor naturale 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, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 54/2007, cu modificările și completările ulterioare. Codul rețelei se aplică începând cu anul gazier 2009-2010.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport al gazelor naturale prevede reguli și proceduri aferente accesului la SNT, dintre care cele mai importante sunt:

- proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale, nominalizări și comunicare;
- mecanisme pentru alocarea capacității;
- proceduri pentru managementul congestiilor din sistem.

În anul 2012, pe piața gazelor naturale din România nu au fost aplicate taxe de dezechilibru, costurile echilibrării sistemului fiind incluse în elementele de cost luate în considerare în stabilirea tarifului de transport.

Codul rețelei Sistemului Național de Transport conține procedurile de echilibrare fizică și comercială a sistemului de transport.

Astfel, OST are obligația de a calcula și de a comunica fiecărui utilizator al rețelei următoarele:

- Zilnic - dezechilibrul zilnic provizoriu;
- Săptămânal – dezechilibrul acumulat provizoriu aferent săptămânii gaziere
- Lunar – dezechilibrele zilnice finale și dezechilibrele acumulate săptămânale finale.

Conform prevederilor din Codul rețelei, capacitatea în SNT poate fi solicitată de către utilizatori:

- până la 15 mai, în fiecare an, pentru un an gazier sau un multiplu de ani gazieri;
- după 15 mai, în fiecare an, pentru perioade sub un an gazier și numai până la terminarea anului gazier curent.

Utilizatorii rețelei solicită rezervarea de capacitate în SNT prin completarea și transmiterea către Operatorul SNT (OST) a formularului „Solicitare de capacitate” împreună cu propunerea de program de transport, anexat.

OST are obligația ca în termen de maxim 30 zile să transmită utilizatorului rețelei dacă i se acordă acces la SNT sau îi comunică motivele refuzului (integral sau parțial) precum și eventualele observații la Programul de transport propus.

**OST acordă capacitatea disponibilă din SNT utilizatorilor rețelei (agenților de transport) pe baza principiului „primul venit, primul servit”.** Se acordă prioritate pentru capacitățile solicitate în vederea îndeplinirii obligațiilor de serviciu public.

În vederea rezolvării congestiilor, capacitatea aprobată dar neutilizată de către utilizatorul rețelei poate face obiectul:

- d) returnării voluntare la OST;
- e) facilității de transfer de capacitate;
- f) transferului obligatoriu de la un utilizator al rețelei la altul de către OST.

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.

Pentru **activitatea de furnizare a gazelor naturale**, Standardul de performanță reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatorii de performanță pentru asigurarea serviciului de furnizare a gazelor naturale, precum și pentru stabilirea cerințelor de raportare pentru furnizori (Ordinul ANRE nr. 37/2007).

**Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare** a gazelor naturale stabilește nivelurile indicatorilor de performanță și obiectivele cu privire la furnizarea gazelor naturale, pentru următoarele activități:



- a) contractarea gazelor naturale;
- b) facturarea contravalorii gazelor naturale furnizate;
- c) soluționarea sesizărilor consumatorilor cu privire la condițiile de calitate a gazelor naturale furnizate;
- d) informarea consumatorilor în conformitate cu standardului;
- e) rezolvarea reclamațiilor la adresa furnizorului formulate de solicitanți/consumatori cu privire la nerespectarea standardului de performanță;
- f) rezolvarea altor reclamații și cereri ale solicitanților/ consumatorilor.

#### 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.

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.

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.

Sistemul tarifar pentru activitatea de transport cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total care acoperă costurile totale aferente unui an al perioadei de reglementare.

Tariful pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport este unic, având o structură binomială de tipul :

$$T_t = RC_t + V_t$$

unde :

$T_t$  - tariful de transport

$RC_t$  – componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport, exprimată în lei/1000 mc/h

$V_t$  – componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport, exprimată în lei/1000 mc.

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport ( $RC_t$ ) cuantifică costurile fixe, legate de dezvoltarea capacității sistemului de transport. Componenta volumetrică pentru utilizarea sistemului de transport ( $V_t$ ) cuantifică costurile generate de utilizarea sistemului, inclusiv cele generate de realizarea tuturor serviciilor auxiliare utilizării sistemului.

În momentul introducerii sistemului de tarificare de tipul „intrare-ieșire”, activitatea de transport va cuprinde un set de tarife de tipul "intrare-ieșire", stabilite pentru punctele de delimitare la intrarea în sistemul de transport în care se rezerva capacitatea, și la ieșirea din sistemul de transport în care se rezerva capacitatea, precum și pentru utilizarea sistemului. Structura acestui tip de tarif de transport va fi următoarea:

$$T(t) = RC(t_i) + RC(t_e) + V(t),$$

unde:

$T(t)$  - tariful de transport;

$RC(t_i)$  - componenta fixa pentru rezervarea capacității în punctele de intrare tarificate

$RC(t_e)$  - componenta fixa pentru rezervarea capacității în punctele de ieșire tarificate

$V(t)$  - componenta volumetrica pentru utilizarea sistemului de transport

Sistemul tarifar pentru **activitatea de distribuție** cuprinde tarife diferențiate pe categorii de consumatori și sisteme omogene de distribuție, în funcție de caracteristicile tehnice și regimul de exploatare al fiecărui sistem de distribuție.

Pentru anul 2012, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

B. 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 .

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.

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.

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.

Mecanismele de calcul al tarifelor de distribuție și a marjelor de furnizare reglementate sunt de tipul tip „price-cap”.

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.

Contravaloarea serviciilor de furnizare reglementată prestate unui client final se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă:

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

VT<sup>f</sup> – 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 maniera 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	0.53	0.53	0.53	0.53
Tarif distributie	1.37	1.67	1.68	1.68

#### 4.1.4. Aspecte transfrontaliere

**Demersuri în vederea punerii în aplicare a prevederilor** Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețele pentru transportul gazelor, respectiv Regulamentului (CE) nr. 715/2009:

##### *Relația româno-bulgară*

În urma analizei situației juridice a Convenției cu Bulgaria, s-a ajuns la concluzia, confirmată și în cadrul reuniunii tehnice bilaterale, la nivel de experți, între reprezentanții Comisiei Europene și cei ai Guvernului României, care a avut loc în luna mai 2011 la Bruxelles, că acest acord a încetat să mai producă efecte juridice și, prin urmare, nu mai sunt necesare demersuri pentru modificarea prevederilor acestuia.

În ceea ce privește contractul comercial încheiat între operatorul de transport și de sistem român - Transgaz și furnizorul bulgar - Bulgargaz, care este valabil până la sfârșitul anului 2016, a fost considerat că, în vederea conformării la prevederile legislației UE în materie, este necesară renegocierea acestuia.

Urmare a întâlnirii cu reprezentanții Comisiei, ministrul economiei, comerțului și mediului de afaceri din România a transmis omologului său bulgar invitația de renegociere contractului comercial de tranzit al gazelor naturale dintre Transgaz și partenerul bulgar, invitație, la care partea bulgară a răspuns afirmativ.

În ceea ce privește problematica tarifelor de acces la rețea, în vederea conformării cu prevederile UE, ANRE a emis Ordinul nr. 29/2012 pentru aprobarea Metodologiei de alocare a capacității pentru conducta Isaccea I – Negru Vodă I.

Metodologia de alocare a capacității cuprinde prevederi referitoare la:

- perioada de rezervare a capacității;
- parametrii tehnici și capacitatea disponibilă în punctele Isaccea I și Negru Vodă I;
- conținutul minimal al ofertelor;
- cerințe obligatorii pentru depunerea ofertelor;
- mecanismul de alocare a capacității și algoritmul desfășurării licitației de capacitate;
- mecanismele pentru stimularea determinării tarifului de închidere a licitației de capacitate.

Metodologia a fost transmisă omologului bulgar în luna iulie 2012.

Tot în cursul anului 2012 a fost aprobată decizia ANRE nr. 1732/09.07.2012 *privind stabilirea tarifului pentru prestarea de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale TRANSGAZ S.A. Medias a serviciului de tranzit al gazelor naturale prin conducta Dn1000 mm Isaccea I - Negru Vodă I.*

### **Relația româno-rusă**

La data de 26.06.2009 Comisia Europeană (COM) a declanșat împotriva României acțiunea în constatare a neîndeplinirii obligațiilor pentru încălcarea prevederilor Regulamentului CE nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale - cauza 2009/2193.

Unul dintre aspectele rămase nerezolvate ale cauzei 2009/2193 are ca obiect nerespectarea de către România a obligațiilor de punere la dispoziție a capacității maxime disponibile, de stabilire a mecanismelor de alocare a capacității și de aprobare a punctelor relevante pe conductele care fac obiectul convențiilor încheiate de România cu Federația Rusă în anii 1986 și, respectiv, 1996.

Autoritățile române au făcut demersuri la nivel intern în vederea pregătirii procesului de negociere, identificând clauzele supuse renegocierii și obținând mandatul Guvernului român conform procedurilor stabilite de legislația națională în materia negocierii acordurilor internaționale ale României cu alte state. În consecință, Guvernul a aprobat inițierea negocierilor cu Rusia pentru modificarea celor două convenții existente.

Ca urmare, România a întreprins demersuri pe lângă Federația Rusă în vederea renegocierii convențiilor la care s-a făcut referire și crearea condițiilor pentru renegocierea contractelor comerciale:

- *Contractul extern din 03.06.1987 pentru transportul gazului natural sovietic pe teritoriul R.S. România în Turcia, Grecia și alte țări*, încheiat pentru perioada 1987-2011 în baza Convenției din 1986 și

- *Contractul extern din 24.09.1997 privind transportul gazului natural rusești pe teritoriul R.S. România în țări terțe*, prin care s-au convenit volumele de transport până în anul 2023 în baza Convenției din 1996.

Cele două convenții au fost denunțate de partea română prin Hotărârea de Guvern nr. 1278/27.12.2011. Negocierile privind conținutul noilor convenții au continuat și în cursul anului 2012, propunerea de text pentru noua convenție fiind transmisă părții ruse.

## 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, urmând ca primele raportări să se facă în anul 2013.

### 4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

#### Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

Pentru anul 2012 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

Având în vedere faptul că procesul de certificare a operatorului de transport și sistem nu a fost finalizat în anul 2012, activitatea de monitorizare a modului de îndeplinire a obligațiilor de operator independent de sistem nu a putut fi realizată.

## 4.2. Promovarea concurenței

### 4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Consumul de gaze naturale s-a menținut relativ constant în ultimii ani, la nivelul de 13-14 miliarde mc, cu o scădere de aproximativ 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei usoare scăderi a consumului clienților finali. Distribuirea consumului pe cele două mari categorii, casnic și noncasnic, precum și pe subcategoriile de clienți noncasnici s-a menținut, de asemenea, constantă în ultimii ani.

Piața gazelor naturale din România este formată din **segmentul concurențial**, care cuprinde comercializarea gazelor naturale între furnizori și între furnizori și consumatorii eligibili, și **segmentul reglementat**, care cuprinde activitățile cu caracter de monopol natural desfășurate în baza contractelor cadru și furnizarea la preț reglementat.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012:

- piața concurențială angro de gaze naturale funcționează pe bază de: a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale; b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz; c) alte tipuri de tranzacții sau contracte.
- datele relevante cum ar fi durata, regulile privind livrarea și decontarea, cantitatea, termenele de executare, prețurile tranzacției, mijloacele de identificare ale clientului angro, cu privire la toate tranzacțiile din cadrul contractelor de furnizare de gaze naturale și al instrumentelor derivate din domeniul gazelor naturale încheiate cu clienți angro și cu operatorii de transport și de sistem, precum și cu operatorii de înmagazinare și de GNL se păstrează de furnizori cel puțin 5 ani și se pun la dispoziția ANRE, Consiliului Concurenței, Comisiei Europene și a celorlalte autorități naționale competente, la cererea acestora. Datele pot fi publicate cu respectarea confidențialității informațiilor sensibile comercial.



În anul 2012, consumul total de gaze naturale a fost de 144.650.532,208 MWh, mai mic cu aprox. 4% față de consumul anului 2011, din care 114.780.176,953 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,35%) și 29.870.355,255 MWh a reprezentat consumul casnic (20,65%).

În anul 2012, numărul total de clienți finali de gaze naturale a crescut față de anul 2011, fiind de 3.200.887, din care 180.819 clienți noncasnici (5,65%) și 3.020.068 clienți casnici (94,35%).

Consumul este acoperit atât din producție internă cât și din import. Consumul din producția internă a fost de 109.468.071,300 MWh, iar consumul din import de 35.182.460,908 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2012:

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

Producția internă de gaze naturale în anul 2012, ce a intrat în consum a reprezentat 75,68% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,46% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2012, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 24,32%. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună 44,71%.

#### Preț import și cantitatea destinată consumului

Luna	Cantitate (MWh)	Pret (USD)/1000mc
Ianuarie	1.711.808,472	516,96
Februarie	4.179.444,061	493,32
Martie	3.112.108,536	481,35
Aprilie	3.161.290,843	458,03
Mai	3.772.799,206	409,80
Iunie	3.616.736,667	425,91
Iulie	1.065.389,008	449,97
August	1.770.218,187	403,56
Septembrie	1.376.267,278	405,91
Octombrie	1.836.871,491	400,65
Noiembrie	2.180.761,746	415,98
Decembrie	2.931.519,911	411,58
<b>2012</b>	<b>30.715.215,406</b>	<b>442,21</b>

Cota primilor 3 furnizori în funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 78,39%, iar pe piața cu amănuntul este de 60,02%.

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

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producatori energie electrica si/sau termica	5	88,06
Consumatori industriali	5	82,68
Consumatori comerciali	2	82,03
Consumatori casnici	2	91,77

În vederea asigurării unui cadru organizat privind alocarea în regim echitabil și nediscriminatoriu a gazelor naturale din producția internă și din import, a fost înființat Operatorul de Piață, organizat în cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale București, din structura SNTGN Transgaz SA Mediaș.

Operatorul de Piață:

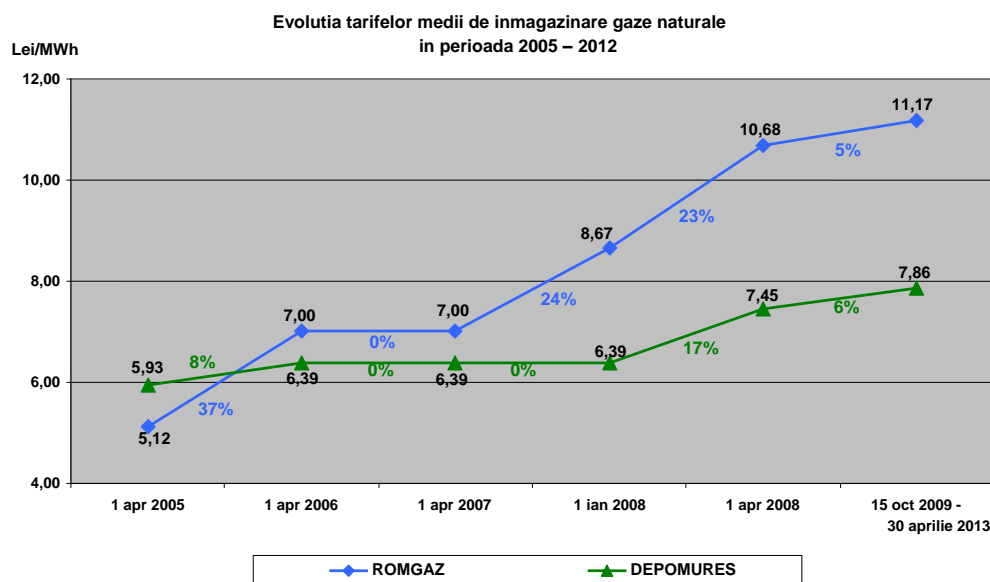
- până la 31 iunie 2011, a stabilit lunar cotele procentuale cantitative ale amestecului de gaze naturale din producția internă și necesarul de import pentru toți furnizorii/distribuitorii de gaze licențiați, precum și pentru consumatorii eligibili, iar începând cu 1 iulie 2011, conform prevederilor Ordinului comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1.284/27/160 din 22 iunie 2011, stabilește lunar ponderea cantităților de gaze naturale din producția internă curentă/înmagazinare și de gaze naturale din import curent/înmagazinare în amestecul de gaze naturale, numai pentru consumatorii 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;
- monitorizează zilnic achizițiile/consumurile de gaze intern/import;
- întocmește lunar raportul privind achizițiile de gaze naturale din producția internă și din import de către fiecare operator de pe piața de gaze din România și de către fiecare consumator eligibil, transmițându-le acestora dozajul import/total consum, în vederea facturării gazelor.

Începând cu 1 iulie 2011, în conformitate cu prevederile art. 1 alin. (3), lit. a) din Ordinul comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1.284/27/160 din 22 iunie 2011 privind valorificarea cantităților de gaze naturale pe piața internă și măsuri pentru întărirea disciplinei contractuale, structura amestecului de gaze naturale pentru consumatorii 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, structura amestecului de gaze naturale se stabilește de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Accesul operatorilor la depozitele de înmagazinare se face în regim reglementat (Decizia președintelui ANRGN nr. 824/2004).

Structura tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterana a gazelor naturale, cuprinde doua componente: 1- componenta fixă pentru rezervarea capacității [Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare] și 2 - componenta volumetrică pentru injectia/extracția gazelor naturale [Lei / MWh]

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2012 a fost de 11,17 lei/MWh.



*Figura 13*

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 președintelui 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 injecției/extracției cantităților de gaze naturale în/din depozite este data publicării Listei finale de realocare a capacităților disponibile precizată în Regulamentul de acces. La stabilirea programelor de înmagazinare pe fiecare depozit la nivel de ciclu, lună, zi, oră, operatorii de înmagazinare au în vedere următoarele aspecte:

1. respectarea ordinii de prioritate în conformitate cu prevederile Regulamentului de acces;

2. regimurile tehnologice convenite cu operatorul sistemului de transport pentru fiecare depozit, atât la injecție, cât și la extracție;
3. regimurile tehnologice optime pentru SNT, atât la injecție, cât și la extracție.

Operatorii depozitelor de înmagazinare publică pe paginile proprii de Internet informațiile publice necesare, inclusiv:

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injecție respectiv
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite
- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate.

#### 4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2012, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Număr de clienți finali și structura consumului

Clienți finali		Tip conectare consum	Nr. clienți	Consum - MWh	Pondere in total consum	
Casnici		Clienți conectați la SNT	4	384.467	0,00%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	3.020.064	29.869.970.789	22,71%	
		<b>Total Clienți casnici</b>	<b>3.020.068</b>	<b>29.870.355.256</b>	<b>22,71%</b>	
Non-Casnici	Alți non-casnici	Clienți conectați la SNT	24	24.932.610	0,02%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	40.235	5.661.320.603	4,30%	
		<b>Total Alți clienți non-casnici</b>	<b>40.259</b>	<b>5.686.253.213</b>	<b>4,32%</b>	
	Comerciali	Clienți conectați la SNT	66	393.432.773	0,30%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	115.471	8.332.821.316	6,33%	
		<b>Total Clienți comerciali</b>	<b>115.537</b>	<b>8.726.254.089</b>	<b>6,63%</b>	
	Industriali	Alți industriali	Clienți conectați la SNT	121	11.469.364.130	8,72%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	24.165	11.831.052.028	8,99%
			<b>Total Alți Clienți industriali</b>	<b>24.286</b>	<b>23.300.416.158</b>	<b>17,71%</b>
		Sectorul industriei chimice	Clienți conectați la SNT	14	26.049.782.898	19,80%
			Clienți conectați în sistemul de distribuție	15	2.423.357.320	1,84%
			<b>Total Clienți din sectorul industriei chimice</b>	<b>29</b>	<b>28.473.140.218</b>	<b>21,65%</b>
	Producatori EET	Clienți conectați la SNT	15	24.336.001.367	18,50%	
		Clienți conectați în sistemul de distribuție	693	11.152.406.839	8,48%	
		<b>Total Producatori EET</b>	<b>708</b>	<b>35.488.408.206</b>	<b>26,98%</b>	
<b>TOTAL</b>			<b>3,200,887</b>	<b>131.544.827.140*</b>	<b>100,00%</b>	

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

În anul 2012, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului clienților finali este de **22,71%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,35%** din totalul clienților racordați la rețelele de gaze naturale. Astfel, **5,65%** din totalul clienților racordați la rețelele de gaze

naturale (SNT+Sistemele de distribuție) consumă **77,29%** din consumul total al clienților finali, aferent anului 2012.

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	17,26 %
	Consumatori eligibili	60,03 %
CASNICI	Consumatori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	22,70 %
	Consumatori eligibili	0,01 %

Cei mai importanți furnizori și ponderile pe care le dețin aceștia în total surse se prezintă după cum urmează:

Romgaz intern	37.94%
OMV Petrom	35.82%
GDF Suez Energy Romania	3.97%
Romgaz import	3.76%
Wiee Romania SRL	3.15%
E.ON Energie Romania	2.95%
Interagro	1.87%
Azomures	1.69%
Amromco Ploiesti	1.68%
OMV Petrom Gas	1.61%
Intergaz	1.59%
Arelco Power	1.54%
Elcen Buc.	0.98%
Conef Gaz	0.73%
Axpo Energy	0.30%
Mol Energy Trade	0.19%
Raffles Energy	0.18%
Foraj Sonde	0.06%

Șase companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Lotus Petrol și Foraj Sonde.

Pe **piața reglementată**, în anul 2012, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.198.686**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **52.562,52 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,09
E.On Energie Romania	40,32
Congaz	1,80

Pe segmentul **concurențial** au activat 43 de furnizori. În tabelul de mai jos este prezentată situația furnizorilor care alimentează consumatori 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 **78.982,3 GWh**.

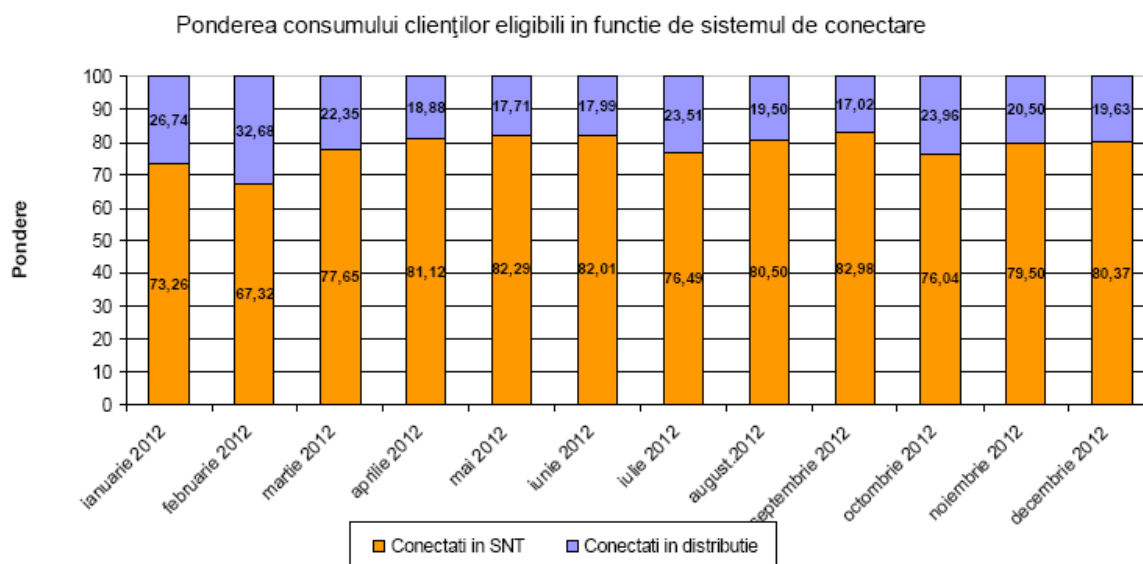
Furnizori	Cota de piață (%)
Petrom Gas	22,66
Interagro	20,54
Romgaz	20,07
GDF SUEZ Energy Romania	7,55
E.On Energie Romania	6,66
OMV Petrom	5,03

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

La sfârșitul anului 2012, erau **2201** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **54,61 %**.

În anul 2012 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 91,99% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2012 ponderea consumatorilor noncasnici din cadrul categoriei consumatorilor finali conectați în sistemul de distribuție care au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat a fost de circa 45,98 % din totalul consumatorilor noncasnici (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.

### Evoluții ale prețurilor pentru consumatorii casnici și non-casnici

Potrivit prevederilor Ordinului comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1284/27/160/2011, în concordanță cu dispozițiile art. 1 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 53/2011 pentru



instituirea unor măsuri în domeniul gazelor naturale, în perioada **iulie 2011 – martie 2012**, 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, structura amestecului s-a stabilit de ANRE, astfel încât să asigure menținerea nemodificată a prețurilor finale reglementate pentru aceste categorii de clienți până la data de 31 martie 2012, față de prețurile finale reglementate de la data de 30 iunie 2011.

Pentru perioada **aprilie 2012-31 martie 2013**, prin Ordinul comun MECMA/ANRE/ANRM nr. 1370/9/122/2012 a fost aprobată stabilirea de către ANRE a structurii amestecului de gaze naturale import – intern pentru aceste categorii de clienți, astfel încât, începând cu luna aprilie 2012, să se asigure, până la data de 31 martie 2013, menținerea nemodificată a valorii sumei fixe unitare pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale furnizate în regim reglementat acestor categorii de clienți, avută în vedere la aprobarea prețurilor finale reglementate în vigoare.

Tot în cursul anului 2012, în conformitate cu Memorandumul aprobat de Guvernul României, a fost aprobată **Foaia de parcurs pentru liberalizarea pieței de gaze naturale**, respectiv **Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali și Programul de măsuri pentru eliminarea prețurilor reglementate la gaze naturale**.

Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate pentru consumatorii finali prevede:

- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2014** pentru consumatorii finali noncasnici (cu excepția cazului în care la această dată se constată existența unei diferențe semnificative între prețul de comercializare a producției interne și prețul european de import care ar putea periclita stabilitatea pieței, situație în care termenul se prelungește până la **31 decembrie 2015**). Procesul începe la **1 decembrie 2012**,
- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2018** pentru consumatorii casnici, procesul urmând să înceapă de la **1 iulie 2013**,
- creșterea graduală a prețului de comercializare pe piața românească a producției interne de gaze naturale în raport cu prețul de comercializare pe piața românească a gazelor naturale din import.

Calendarul stabilit ține seama și de necesitatea recuperării eșalonate a pierderilor înregistrate de furnizori în perioada trim. IV-iunie 2012. O primă etapă în acest proces de recuperare a fost realizată la data de 15 septembrie 2012 când a fost majorat prețul la gaze naturale cu 10% pentru consumatorii non-casnici 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 și cu 5% pentru consumatorii 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.

În conformitate cu prevederile calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la 1 decembrie 2012 a fost prevăzută o majorare cu 5% a prețului la gaze naturale pentru consumatorii non-casnici, în condițiile aprobării prin Hotărâre de Guvern ( art. 181, alin.5 din Legea 123/2012) a prețului producției interne de 49 lei/MWh. Datorită aprobării acestei hotărâri de guvern în luna ianuarie 2013, majorarea de 5% a fost făcută la 1 februarie 2013.

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

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 acestea se stabilesc prin acte normative.

Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate prevede și o serie de măsuri de natură socială pentru protejarea acestei categorii de clienți.

Potrivit prevederilor **Ordonanței de Urgență a Guvernului nr.70/2011** privind unele măsuri de protecție socială în perioada sezonului rece, aprobată prin Legea nr. 92/2012, și Hotărârii de Guvern nr. 920/2011 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor O.U.G. nr.70/2011, consumatorii vulnerabili care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale sau combustibili solizi sau petrolieri, primesc un ajutor pentru încălzirea locuinței în condițiile în care venitul net mediu lunar pe membru de familie / persoană singură este mai mic decât venitul net mediu lunar precizat în actul normativ.

De asemenea Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, în art. 201, par. (3) precizează: *Guvernul, cu avizul Consiliului Concurenței, poate decide constituirea unui fond de solidaritate pentru susținerea financiară a consumatorului vulnerabil, din contribuția și/sau impozitarea suplimentară a profiturilor neașteptate ale producătorilor și furnizorilor de energie electrică și gaze naturale, realizate ca urmare a unor situații favorabile ale pieței și/sau a unor tranzații conjuncturale. Modul de constituire și utilizare a fondului se stabilește prin hotărâre a Guvernului.*

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 a introdus atât termeni și definiții noi, precum noțiunea de client final, client casnic, client noncasnic, client industrial, cât și modificări în ceea ce privește relațiile dintre furnizorul și clientul final de gaze naturale, obligând la adaptarea cadrului de reglementare potrivit noilor cerințe. În consecință *Regulamentul privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 74/2009 a fost revăzut și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 42/2012. Noul regulament stabilește un set minim de reguli referitoare la activitatea de furnizare, atât pentru clienții finali, cât și pentru furnizorii de gaze naturale. Principalele modificări introduse prin acest act normativ sunt următoarele:

- a) clienții finali au dreptul să solicite și să primească de la furnizor toate datele relevante privind propriul consum pe ultimii 5 ani, fără să li se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu;
- b) clienții finali au dreptul să fie notificați în mod corespunzător cu privire la orice intenție de modificare a contractului și să fie informați, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, în cazul în care nu acceptă noile condiții;
- c) clienții finali au dreptul să li se pună la dispoziție cel puțin două modalități de plată, care să le permită să își îndeplinească obligațiile de plată a facturii prevăzute în contract;
- d) clienții finali au dreptul să își schimbe furnizorul în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform unei proceduri aprobate de ANRE;
- e) furnizorii au obligația să înființeze puncte unice de contact pentru informarea clienților finali cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor, în cazul unui diferend;

- f) în cazul constatării, conform prevederilor legale în vigoare, a unor acțiuni menite să denatureze în orice fel indicațiile echipamentelor de măsurare sau să sustragă gaze naturale prin ocolirea echipamentelor de măsurare, clientul final este obligat să constituie o garanție financiară pentru un consum maxim echivalent pentru un an;
- g) clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată dacă și-au exercitat dreptul de eligibilitate;
- h) participanții la piața de gaze naturale sunt obligați să își asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor pe care le generează pe piața de gaze naturale, în conformitate cu reglementările aprobate de ANRE.

Totodată, la elaborarea noului regulament privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali s-a avut în vedere reconsiderarea și modificarea unor aspecte ce au fost semnalate ANRE, precum necesitatea unei clasificări a clienților casnici astfel încât toate imobilele cu destinația de locuință să beneficieze de prețul reglementat aferent clienților casnici, indiferent de forma de proprietate sau de administrare a acestora, reglementarea raporturilor conexe dintre furnizor și operatorii de sistem referitoare la derularea contractului de furnizare a gazelor naturale, posibilitatea efectuării reîncadrării clientului final, în corelare cu procedurile proprii de citire a echipamentelor de măsurare, transmiterea în timp util a facturilor la clienții finali de gaze naturale.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale, ANRE are dreptul de a efectua investigații din oficiu sau ca răspuns la o plângere înregistrată la autoritatea de reglementare, formulată de către o persoană fizică sau juridică afectată în mod real și direct de o potențială încălcare a prevederilor legii.

De asemenea, în conformitate cu prevederile Legii 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, autoritatea de reglementare:

- desfășoară investigații cu privire la funcționarea pieței gazelor naturale, decide și impune orice măsuri proporționale necesare pentru promovarea unei concurențe efective și pentru asigurarea unei funcționări corespunzătoare a pieței; în acest sens poate coopera cu Consiliul Concurenței și cu autoritățile de reglementare de pe piața financiară sau cu Comisia Europeană, în desfășurarea de investigații în domeniul dreptului concurenței;
- sesizează Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență ori de câte ori există suspiciuni privind nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență și transparență;
- monitorizează apariția unor practici contractuale restrictive, inclusiv a unor clauze privind exclusivitatea, care ar putea împiedica clienții noncasnici de mari dimensiuni să încheie contracte simultan cu mai mulți furnizori sau pot restrânge posibilitatea acestora de a face această alegere, informând, dacă este cazul, Consiliul Concurenței cu privire la astfel de practici.

#### **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

În vederea diminuării impactului negativ al procesului de eliminare a tarifelor/prețurilor reglementate asupra consumatorilor, în cadrul memorandumului aprobat de Guvern referitor la calendarul de eliminare treptată a tarifelor/prețurilor reglementate, au fost propuse o serie de măsuri de protecție a consumatorilor, printre care: identificarea consumatorilor vulnerabili, asigurarea unor subvenții directe acestora, intensificarea activității furnizorilor de informare a consumatorilor cu privire la procesul de liberalizare a pieței, revederea prevederilor privind schimbarea furnizorului.

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012 definește „*clientul vulnerabil*” ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru aceștia se stabilesc prin acte normative. Clienții vulnerabili vor fi principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

Stabilirea categoriilor de clienți vulnerabili și a modalităților de protejare a acestora la nivel național, cât și promovarea legislației privind implementarea măsurilor de protecție de natură financiară a clienților vulnerabili se află în lucru, constituind unul din subiectele negocierilor cu FMI, CE și Banca Mondială.

Până la introducerea unor astfel de programe, ca instrument de protecție socială pentru asigurarea unui nivel minim de consum de energie electrică se utilizează tariful social. Astfel, 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. **1.118.809 de consumatori** (cu 4,8% mai puțini decât în anul 2011) din totalul de **8.437.104 de consumatori casnici**.

Precizăm că prin *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobat 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 CO<sub>2</sub> și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel national.

Furnizarea energiei electrice pentru consumatorii casnici și mici industriali/comerciali la tarife reglementate se face pe baza **contractelor cadru**. Aceste contracte sunt emise de reglementator pentru fiecare categorie de consumatori în parte și conțin clauze minime obligatorii referitoare la durata contractului, condiții de prelungire și condiții de reziliere, tariful aplicat, termenul de citire a contorului, perioada de facturare și condițiile de plată, modalități multiple de achitare a facturilor (la domiciliul consumatorului – în cazul unor consumatori casnici – de către cititori-încasatori, la casieria furnizorului, prin bancă sau la oficiile poștale), compensații pentru abaterea tensiunii față de valoarea nominală, obligația furnizorului de a informa consumatorul despre întreruperile programate.

Apariția *Legii energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012* a introdus o serie de modificări în organizarea pieței cu amănuntul printre care renunțarea la conceptele de *furnizor implicit* și *furnizor de ultimă opțiune* și utilizarea numai a conceptului de *furnizor de ultimă instanță*. Acesta are obligația să presteze serviciul de furnizare:

- furnizarea de energie electrică, în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE, cu respectarea prevederilor Legii nr. 123/2012, clienților finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate;
- ca furnizor reglementat, clienților finali care au dreptul la serviciu universal (dacă aceștia nu-și exprimă dorința de a schimba furnizorul). În acest caz furnizarea se face pe bază de contract cadru reglementat, la tarife reglementate, în condițiile Legii nr. 123/2012;
- ca furnizor de „salvare”, pe termen limitat, pentru locurile de consum care sunt în pericol de a li se întrerupe furnizarea din vina furnizorului și anume:
  - a) furnizorul locului de consum respectiv este în situația de a i se retrage licența de furnizare;
  - b) locul de consum este în pericol iminent de a rămâne fără alimentare cu energie electrică, atunci când clientul final primește preaviz de deconectare de la operatorul de rețea sau OTS, deoarece furnizorul nu a plătit operatorului respectiv serviciile aferente aceluși loc de consum, deși clientul final a respectat termenele de plată prevăzute în contractul de furnizare;
  - c) în oricare altă situație identificată de autoritatea de reglementare, în care clienții finali nu au asigurată furnizarea de energie electrică din nicio altă sursă, cu excepția clienților deconectați pentru sustragere de energie electrică ori neplată.

De asemenea, apariția legii presupune revederea prevederilor *Regulamentului de furnizare a energiei electrice* și aprobarea sa prin ordin ANRE. Având în vedere renunțarea practicării de tarife/prețuri reglementate și prevederile referitoare la protecția consumatorilor introduse de Directiva 72/2009/CE, prin proiectul de regulament au fost prevăzute clauze obligatorii ce urmează a fi introduse în contractele de furnizare – negociate respectiv reglementate – referitoare la: respectarea obligațiilor furnizorilor pe piața angro, informarea clienților finali



cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor dezacorduri sau plângeri, informații cu privire la punctele unice de contact și a modalităților de plată (cel puțin două din care una gratuită) etc.

Procesul de schimbare a furnizorului trebuie să nu dureze mai mult de 21 zile. Clientul final care și-a exercitat dreptul de eligibilitate nu mai poate reveni la tarife reglementate (în corelare cu prevederile Legii nr. 123/2012).

Procesul de facturare urmează să fie de asemenea reglementat fiind propuse o serie de măsuri, cum ar fi:

- perioada de emitere a facturilor este de regulă lunară sau convenită prin contract. Perioada convenită prin contract nu trebuie să depășească un trimestru;
- perioada de emitere a facturilor pe baza consumului real (citire index contor) nu poate depăși 6 luni (cf. Directivei 27/2012: 1 an, cf. Directivei 2009/72: suficient de des, așa încât clienții finali să-și poată regulariza propriul consum);
- factura trebuie să conțină și: comparația dintre consumul curent și cel din anul anterior – preferabil sub formă grafică, prețurile și consumurile reale, datele de contact ale ANRE, ale organizațiilor clienților finali sau ale organismelor similare - inclusiv adrese de site-uri de unde se pot obține informații privind măsurile disponibile de îmbunătățire a eficienței energetice, profiluri comparative ale clienților finali.

Au fost propuse informațiile minime ce urmează a fi puse la dispoziția clienților finali de către furnizori.

În anul 2012 a fost finalizată **elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie** de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a concluzionat fezabilitatea implementării contoarelor inteligente pentru consumatorii de energie electrică.

Autoritatea de reglementare asigură **accesul la datele privind consumul clienților** într-un mod armonizat la nivel național, în baza “Procedurii privind schimbarea furnizorului de energie electrică”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 88/2009, cu completările și modificările ulterioare. Reglementarea respectivă stipulează obligația fiecărui operator de rețea de a realiza și administra centralizat o bază de date cu informații referitoare la locurile de consum racordate la rețeaua electrică din zona de licență proprie și obligația de a asigura accesul furnizorilor și consumatorilor la informațiile din baza de date, pentru punctele de măsurare aferente locurilor de consum deținute, respectiv deservite, pe baza unor proceduri operaționale avizate de ANRE. Conținutul minim al bazei de date este stabilit de ANRE prin aceeași reglementare.

## **Gaze naturale**

Principalele prevederi ale legislației referitoare la protecția consumatorului și care asigură îndeplinirea cerințelor precizate în anexa 1 a Directivei 73/2012/CE se regăsesc în **Anexa 1**.

În anul 2012 a fost finalizată **elaborarea studiului de fezabilitate privind implementarea în România a contoarelor inteligente pentru măsurarea consumului de energie** de firma de consultanță AT Kearney în cadrul unui program derulat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (BERD) având drept beneficiar ANRE. Studiul efectuat a



concluzionat că în cazul gazelor naturale, instalarea va fi opțională și va rămâne la latitudinea operatorilor de distribuție.

## 5.2. Rezolvarea disputelor

### Reclamații consumatori

**Obligațiile de gestionare a reclamațiilor consumatorilor** sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în *Standardul de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate*. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către consumatori, în legătură cu calitatea serviciilor, cu calcularea și/ sau facturarea consumului de energie electrică. Este obligatorie existența unui serviciu Clienți care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un consumator care se consideră lezat de practicile titularului licenței în sectorul energiei electrice. Serviciul Clienți va întocmi și menține registrul de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către consumatori, precum și a modului de soluționare a acestora.

În cazul în care consumatorul nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control. Modul de rezolvare a acestor petiții a fost 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 s-au dovedit îndreptățite, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-a stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

### Energie electrică

Din totalul de **2157** petiții primite de ANRE în cursul anului 2012, **1556** au avut ca obiect sectorul energiei electrice. 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 energiei electrice:

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare energie electrică	411	26,41
2	Calitatea energiei electrice	246	15,81
3	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	140	9
4	Suspiciune sustragere de energie electrică	131	8,42
5	Montare grupuri de măsurare	66	4,24

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 2012 au fost realizate **298 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procesele verbale de constatare și sancționare a contravențiilor** fiind aplicate amenzi în valoare de **1.878.000 lei**.

### Gaze naturale

Din totalul de **2157 petiții** primite în cursul anului 2012, **601** 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	Acord de acces	157	26,12
2	Instalații de utilizare	71	11,8
3	Facturare gaze naturale Contractare	61	10,15
4	Contractare lucrări de racordare	59	9,81
5	Nerespectare norme tehnice	33	5,5

ANRE a realizat **290 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** fiind aplicate amenzi în valoare de **1.844.000 lei**.

### Rezolvarea disputelor

În sectorul energiei electrice, conform prevederilor *Procedurii de soluționare a neînțelegerilor legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și a contractelor de racordare la rețea*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2007, ANRE analizează și soluționează:

- neînțelegerile precontractuale apărute la încheierea contractelor între operatorii economici din domeniul energiei electrice și termice în cogenerare;
- neînțelegerile privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și emiterea avizelor de amplasament.

În cursul anului 2012 a fost înregistrat un număr de 2 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri în sectorul energiei electrice conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Dintre acestea, a întrunit condițiile de aplicare a procedurii o singură solicitare, care a fost soluționată în urma parcurgerii etapei prealabile.

În sectorul gazelor naturale, ANRE:

- soluționează divergențele privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale, conform prevederilor Deciziei ANRGN nr. 1345/2004;

- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, în segmentul reglementat (conform prevederilor Deciziei ANRGN nr. 400/2005 și, respectiv, în segmentul concurențial (conform prevederilor Deciziei ANRGN NR. 461/2006)

În anul 2012 nu au fost înregistrate **solicitări de mediere**.

### **Contestarea hotărârilor reglementatorului**

Posibilitatea de contestare a hotărârilor 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 cei care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

Clasificarea litigiilor gestionate de ANRE în fața instanțelor, în anul 2012, în domeniul energiei

electrice și al gazelor naturale este prezentată mai jos:

- Contencios administrativ - 92 de cauze;
- Drept contravențional - 137 de cauze;
- Insolvență - 43 de cauze;
- Dreptul muncii - 73 de cauze;
- Drept civil - 2 cauze;
- Pretenții - 37 cauze;
- Obligația de a face - 11 cauze;
- Achiziții 4;
- Comunicare informații publice - 5 cauze.

Din numărul total de dosare finalizate în anul 2012, respectiv de 275, 94% din acestea au fost soluționate favorabil ANRE. Raportat la obiectul de activitate al ANRE de a reglementa piața de energie electrică și gaze naturale menționăm că toate ordinele și deciziile ANRE care au fost contestate în instanță de către operatorii economici din domeniul energiei electrice și gazelor naturale (de ex. Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Radet, OMV Petrom, GDF, E.ON Energie, TRANSGAZ s.a.) și care au făcut obiectul dosarelor de contencios administrativ 100 % au fost soluționate favorabil ANRE.

## ANEXA 1 - MĂSURI DE PROTECTIE A CONSUMATORILOR

### Dreptul la un contract de furnizare

**Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali**

**Art. 8 (1)** Contractul de furnizare a gazelor naturale se încheie cu respectarea prevederilor prezentului regulament și include cel puțin următoarele elemente:

- a) identitatea și adresa părților contractante;
- b) obiectul contractului - serviciile oferite;
- c) durata contractului;
- d) drepturile și obligațiile părților;
- e) prețul, modalitățile și condițiile de plată a facturilor;
- f) prelungirea, modificarea și încetarea contractului;
- g) daune și penalități plătite de părțile contractante pentru neîndeplinirea obligațiilor contractuale;
- h) modalitatea de soluționare a neînțelegerilor și litigiilor.

**Ordinul ANRE nr. 86/2009 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale - Art. 15 alin. (1)** Dreptul consumatorului casnic de a fi informat trebuie adus la cunoștința acestuia de către furnizorii de energie electrică și gaze naturale cel puțin prin intermediul unui afiș având conținutul prevăzut în anexa nr. 1, care face parte integrantă din prezentul regulament, care va fi expus la toate punctele de relații cu clienții, în locuri ușor accesibile și vizibile.

### **ANEXA 1 la regulament**

#### DREPTUL LA INFORMARE al consumatorului de energie electrică/gaze naturale

Stimați consumatori,

Prin lege, aveți dreptul de a fi informat, în relația dumneavoastră cu ...../(denumirea furnizorului)..... .

Aveți dreptul să cereți și să primiți, gratuit, înainte de semnarea contractului de furnizare, o copie a acestuia și a condițiilor standard de furnizare a serviciului, după caz.

Înainte de semnarea contractului de furnizare, ...../(denumirea furnizorului)..... are obligația de a vă pune la dispoziție, în scris, următoarele informații:

- etapele și documentele necesare pentru încheierea unui contract de furnizare;
- ofertele tip pentru care puteți opta, după caz;
- contractul corespunzător ofertei alese, după caz;
- prețurile și tarifele practicate.

**Verificați înainte de semnare dacă în contractul primit sunt incluse cel puțin următoarele informații:**

- **identitatea și adresa furnizorului;**
- **serviciul furnizat, nivelurile de calitate a serviciului oferit și continuitatea în alimentare, precum și termenul de începere a derulării contractului;**
- **prețul/tarifal aplicabil;**
- **durata contractului, condițiile de reînnoire/prelungire a contractului și de întrerupere temporară a alimentării cu energie electrică/gaze naturale, dreptul de denunțare unilaterală a contractului;**
- **compensațiile/despăgubirile și modalitatea de rambursare aplicabilă în caz de nerespectare a nivelurilor de calitate a serviciului prevăzut prin contract, după caz;**
- **penalitățile pe care trebuie să le plătiți dacă nu respectați prevederile contractuale.**

...

**Art. 5** Activitatea de informare a consumatorilor se realizează, în principal, prin următoarele modalități:

- a) publicarea pe pagina proprie de internet;
- b) afișarea la punctele de relații cu clienții;
- c) publicarea în mass-media scrisă națională și/sau locală;
- d) transmiterea de materiale informative către consumatori;
- e) răspunsuri, în scris, telefonic sau prin e-mail, la întrebările consumatorilor.

**Art. 6** Activitatea de informare a consumatorilor trebuie să aibă ca obiect următoarele domenii principale:

- a) drepturile și obligațiile consumatorilor;
- b) prețurile și tipurile de tarife reglementate practicate;
- c) modalitățile de măsurare, facturare, conținutul facturii și mijloacele de plată;
- d) principalele clauze ale contractului de furnizare;

- e) principalele condiții generale de contractare, inclusiv durata contractului, condițiile de reînnoire și renunțare la servicii, denunțarea unilaterală a contractului;
- f) procedura, etapele și documentele necesare procesului de schimbare a furnizorului;
- g) procedura, etapele și documentele necesare procesului de soluționare/mediere a neînțelegerilor precontractuale;
- h) procedura, etapele și documentele necesare procesului de soluționare a disputelor contractuale;
- i) principalele acte normative care reglementează domeniul energiei electrice și al gazelor naturale, relevante pentru consumatori;
- j) alte informații de interes pentru consumatori.

**Art. 10 (1)** În vederea realizării activității de informare, furnizorii de energie electrică și gaze naturale au obligația de a înființa, menține și actualiza periodic o pagină proprie de internet, în conținutul căreia să se regăsească, cel puțin, date și informații din domeniile prevăzute la art. 6.

**Art. 16** În termen de 60 de zile de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, furnizorii de energie electrică și gaze naturale au obligația de a elabora o procedură internă, proprie, privind înregistrarea, investigarea și soluționarea petițiilor primite de la consumatori, denumită în continuare procedura internă, și **de a face public un extras al acesteia, care să conțină doar informațiile ce privesc consumatorii, prin următoarele mijloace, în mod cumulativ:**

- a) oferirea în mod gratuit, la cerere, a unui exemplar tipărit;
  - b) afișarea pe pagina proprie de internet;
  - c) afișarea procedurii interne la toate punctele de relații cu clienții, în locuri ușor accesibile și vizibile;
- (2) Procedura internă va cuprinde cel puțin următoarele categorii de informații:
- a) modalitățile prin care consumatorul poate înainta o petiție;
  - b) un număr de telefon și o adresă de e-mail dedicate primirii petițiilor;
  - c) denumirea, adresa și programul de lucru al compartimentului însărcinat cu primirea și înregistrarea petițiilor;
  - d) programul audiențelor, prezentat sub forma: nume, prenume, funcție, zi și interval orar;
  - e) categoriile de petiții, în funcție de obiectul acestora, cu indicarea:
    - termenului maxim pentru depunerea acestora, dacă este cazul;
    - termenului maxim de soluționare pentru fiecare categorie.
  - f) **posibilitatea consumatorului de a apela la ANRE, în cazul în care divergența precontractuală nu este soluționată pe cale amiabilă cu furnizorul sau la alte proceduri extrajudiciare de soluționare a divergențelor ocazionate de interpretarea și aplicarea clauzelor contractuale; de asemenea, se va indica și posibilitatea consumatorului de a se adresa instanței competente.**
  - g) modul de întocmire și menținere a registrului unic de evidență a petițiilor adresate de către consumatori.

#### **Notificarea corespunzătoare a intențiilor de modificare a condițiilor contractuale; dreptul la denunțare**

**Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 – Art. 145 alin. (4) lit. c)** (4) Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi:

- c) să fie notificați în mod corespunzător cu privire la orice intenție de modificare a contractului și să fie informați, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, în cazul în care nu acceptă noile condiții;

**Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali –**

**Art. 23 lit. l) – Furnizorul de gaze naturale** are, în principal, următoarele obligații:

- l) să notifice clientului final orice intenție de modificare a contractului și să îl informeze pe acesta, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, cu respectarea prevederilor contractuale în vigoare, în cazul în care nu acceptă noile condiții;

**Art. 23 alin. (1) lit. j) - Clientul final de gaze naturale** are, în principal, următoarele drepturi: j) să fie notificat de către furnizor în mod corespunzător cu privire la orice intenție de modificare a contractului și să fie informat, în momentul notificării, cu privire la dreptul de a denunța contractul, cu respectarea prevederilor contractuale în vigoare, în cazul în care nu acceptă noile condiții;

**Ordinul ANRE nr. 86/2009 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale - Art. 14** Informațiile destinate consumatorilor trebuie să fie de actualitate și să fie redactate și prezentate într-un mod clar, precis, accesibil și inteligibil, care să excludă orice echivoc și să permită parcurgerea cu ușurință a acestora, indiferent de mijloacele prin care acestea sunt puse la dispoziție.

#### **Informații transparente privind prețurile și tarifele practicate**

**Ordinul ANRE nr. 86/2009 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale - Art. 6 lit. b)** Activitatea de informare a consumatorilor

trebuie să aibă ca obiect următoarele domenii principale:

- b) prețurile și tipurile de tarife reglementate practicate;**
- d) principalele clauze ale contractului de furnizare;**
- e) principalele condiții generale de contractare, inclusiv durata contractului, condițiile de reînnoire și renunțarea la servicii, denunțarea unilaterală a contractului;**

#### **Modalități de plată**

##### **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 –**

**Art. 143 alin. (1) lit. h)** Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații: h) să pună la dispoziția clienților mai multe modalități de plată a contravalorii consumului de gaze naturale și să permită acestora să opteze pentru oricare dintre acestea;

**Art. 145 alin. (4) lit. g)** (4) Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi: g) să li se pună la dispoziție cel puțin două modalități de plată, care să le permită să își îndeplinească obligațiile de plată a facturii prevăzute în contract;

##### **Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali –**

**Art. 23 lit. f)** – Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații: f) să pună la dispoziția clienților finali cel puțin două modalități de plată a contravalorii consumului de gaze naturale și să permită acestora să opteze pentru oricare dintre acestea;

**Art. 25 alin. (1) lit. f)** - Clientul final de gaze naturale are, în principal, următoarele drepturi: f) să i se pună la dispoziție de către furnizor cel puțin două modalități de plată, care să îi permită să își îndeplinească obligațiile de plată a facturii prevăzute în contract;

##### **Ordinul ANRE nr. 37/2007 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale**

**Art. 6 (1)** Furnizorul are obligația de a răspunde solicitării primite din partea oricărui solicitant/consumator, având ca obiect încheierea/modificarea unui contract de furnizare reglementată/ negociată a gazelor naturale.

(2) În cazul în care furnizorul nu comunică în scris solicitantului/consumatorului, în termen de 15 zile de la data înregistrării solicitării, acordul împreună cu proiectul contractului de furnizare reglementată/negociată a gazelor naturale, notificarea pentru transmiterea unor documente/informații necesare pentru încheierea/modificarea contractului sau refuzul privind încheierea/modificarea unui contract de furnizare reglementată/negociată a gazelor naturale, furnizorul va plăti solicitantului/consumatorului penalitățile precizate în anexa nr. 1.

(3) În cazul depășirii termenului de 15 zile, furnizorul are obligația de a plăti penalitățile prevăzute în anexa nr. 1 pentru fiecare zi suplimentară în care nu își îndeplinește obligația prevăzută la alin. (2), inclusiv pentru ziua în care își îndeplinește această obligație.

(4) Penalitățile prevăzute la alin. (3) vor fi percepute pentru o perioadă maximă de 15 zile.

#### **Schimbarea furnizorului în mod gratuit**

**Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 – Art. 145 alin. (4) lit. h)** (4) Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi:

h) să își schimbe furnizorul în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform unei proceduri aprobate de ANRE, care stabilește în principal etapele procesului de schimbare a furnizorului, modalitatea de stingere a obligațiilor de plată datorate de clientul final furnizorului ce urmează a fi schimbat, datele ce pot fi solicitate de clientul final sau de noul furnizor în procesul de schimbare, precum și operatorii de sistem care sunt obligați să le furnizeze;

##### **Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali –**

**Art. 23 lit. e)** – Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații: e) să permită clienților finali schimbarea efectivă a furnizorului de gaze naturale, în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform procedurii aprobate de ANRE;

**Art. 25 alin. (1) lit. e)** - Clientul final de gaze naturale are, în principal, următoarele drepturi: e) să își schimbe furnizorul în mod gratuit, cu respectarea condițiilor contractuale, în termen de 3 săptămâni de la data solicitării, conform procedurii aprobate de ANRE;

##### **Ordinul ANRE nr. 47/2007 pentru aprobarea Metodologiei privind schimbarea furnizorului de către consumatorii casnici de gaze naturale –**

**Art. 2** Titularilor de licențe de furnizare a gazelor naturale le este interzisă inserarea în contractele de furnizare a oricăror prevederi de natură anticoncurențială, care să împiedice sub orice formă posibilitatea consumatorilor casnici de a schimba furnizorul de gaze naturale, inclusiv stipularea și perceperea unor taxe, penalități sau daune-interese pentru exercitarea acestui drept.



**Ordinul ANRE nr. 47/2008 pentru aprobarea Metodologiei privind schimbarea furnizorului de către consumatorii noncasnici de gaze naturale – Art. 2** Titularilor de licențe de furnizare a gazelor naturale le este interzisă inserarea în contractele de furnizare a oricăror prevederi de natură anticoncurențială care să împiedice sub orice formă posibilitatea consumatorilor noncasnici de a schimba furnizorul de gaze naturale, inclusiv stipularea și perceperea unor taxe, penalități sau daune-interese pentru exercitarea acestui drept.

**Ordinul ANRE nr. 86/2009 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale - Art. 12** Informarea consumatorilor în legătură cu procedura, etapele și documentele necesare procesului de schimbare a furnizorului va cuprinde, în mod obligatoriu, mențiunea expresă că procesul de schimbare a furnizorului nu presupune plata niciunei taxe.

#### **Proceduri de soluționare a plângerilor**

##### **Legea nr .160/2012**

**Art. 10 alin. (6) lit. d)** În vederea exercitării atribuțiilor sale în sectorul gazelor naturale, ANRE are dreptul: d) să acționeze ca un organism pentru desfășurarea de investigații și pentru tratarea eficientă a plângerilor clienților și soluționarea extrajudiciară a litigiilor;

##### **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 –**

**Art. 143 alin. (1) lit. f)** Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații:

f) să înființeze puncte unice de contact pentru informarea clienților finali cu privire la drepturile acestora, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor, în cazul unui diferend;

**Art. 174 alin. (8)** Se înființează Comisia de soluționare a disputelor, ca organism care soluționează disputele pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de gaze naturale.

(9) Comisia de soluționare a disputelor este formată din 5 membri care sunt numiți prin decizie a președintelui ANRE, pe o perioadă de 3 ani, dintre salariații ANRE având o vechime de cel puțin 5 ani în domeniul gazelor naturale.

(10) Comisia de soluționare a disputelor își desfășoară activitatea pe baza unui regulament de organizare și funcționare aprobat prin decizie a președintelui ANRE, după consultare publică.

##### **Ordinul ANRE nr. 86/2009 pentru aprobarea Regulamentului privind activitatea de informare a consumatorilor de energie electrică și gaze naturale –**

**Art. 16** În termen de 60 de zile de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, furnizorii de energie electrică și gaze naturale au obligația de a elabora o procedură internă, proprie, privind înregistrarea, investigarea și soluționarea petițiilor primite de la consumatori, denumită în continuare procedura internă, și **de a face public un extras al acesteia, care să conțină doar informațiile ce privesc consumatorii, prin următoarele mijloace, în mod cumulativ:**

**a) oferirea în mod gratuit, la cerere, a unui exemplar tipărit;**

**b) afișarea pe pagina proprie de internet;**

**c) afișarea procedurii interne la toate punctele de relații cu clienții, în locuri ușor accesibile și vizibile;**

(2) Procedura internă va cuprinde cel puțin următoarele categorii de informații:

a) modalitățile prin care consumatorul poate înainta o petiție;

b) un număr de telefon și o adresă de e-mail dedicate primirii petițiilor;

c) denumirea, adresa și programul de lucru al compartimentului însărcinat cu primirea și înregistrarea petițiilor;

d) programul audiențelor, prezentat sub forma: nume, prenume, funcție, zi și interval orar;

e) categoriile de petiții, în funcție de obiectul acestora, cu indicarea:

- termenului maxim pentru depunerea acestora, dacă este cazul;

- termenului maxim de soluționare pentru fiecare categorie.

**f) posibilitatea consumatorului de a apela la ANRE, în cazul în care divergența precontractuală nu este soluționată pe cale amiabilă cu furnizorul sau la alte proceduri extrajudiciare de soluționare a divergențelor ocazionate de interpretarea și aplicarea clauzelor contractuale; de asemenea, se va indica și posibilitatea consumatorului de a se adresa instanței competente.**

g) modul de întocmire și menținere a registrului unic de evidență a petițiilor adresate de către consumatori.

##### **Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali**

**Art. 10** În vederea medierii neînțelegerilor apărute în procesul de perfectare a contractelor de furnizare a gazelor naturale, clientul final și furnizorul de gaze naturale au dreptul să se adreseze ANRE în vederea medierii neînțelegerilor precontractuale, conform procedurilor ANRE.

**Art. 23 lit. g)** – **Furnizorul de gaze naturale** are, în principal, următoarele obligații: g) să răspundă la solicitările clientului final referitoare la desfășurarea activității de furnizare, conform reglementărilor în vigoare, și să le soluționeze;

**Art. 28 alin. (4) - (4)** Furnizorul are obligația să stabilească un sistem de comunicare permanentă cu clienții finali, care să asigure transmiterea și rezolvarea sesizărilor și reclamațiilor acestora, cu respectarea drepturilor și obligațiilor fiecărei părți.

**Ordinul ANRE nr. 37/2007 privind aprobarea Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale**

**Art. 3 (1)** Prezentul standard de performanță definește obligațiile ce revin furnizorilor în relațiile acestora cu consumatorii de gaze naturale, precum și cu Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

(2) Prezentul standard de performanță stabilește nivelurile indicatorilor de performanță și obiectivele cu privire la furnizarea gazelor naturale, pentru următoarele activități:

- a) contractarea gazelor naturale;
- b) facturarea contravalorii gazelor naturale furnizate;
- c) soluționarea sesizărilor consumatorilor cu privire la condițiile de calitate a gazelor naturale furnizate;**
- d) informarea consumatorilor în conformitate cu cerințele prezentului standard de performanță;
- e) rezolvarea reclamațiilor la adresa furnizorului formulate de solicitanți/consumatori cu privire la nerespectarea standardului de performanță;**
- f) rezolvarea altor reclamații și cereri ale solicitanților/ consumatorilor.**

**Alimentare cu gaze naturale de o calitate specificată, la prețuri rezonabile, în conformitate cu legislația națională aplicabilă**

**Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali**

**Art. 27 (1)** Furnizorul este responsabil în relația cu clientul final pentru calitatea activității de furnizare a gazelor naturale, în conformitate cu prevederile contractului de furnizare.

(2) Calitatea activității de furnizare cuprinde:

- a) calitatea comercială;
- b) calitatea gazelor naturale furnizate;
- c) continuitatea în furnizarea gazelor naturale contractate.

**Art. 28 (1)** Calitatea comercială reflectă relația dintre furnizorul de gaze naturale și clientul său final în legătură cu serviciile aferente furnizării gazelor naturale.

(2) Furnizorul de gaze naturale are obligația să asigure clientului final calitatea tuturor serviciilor pe care le efectuează în relația cu acesta.

(3) Furnizorul de gaze naturale are obligația să acționeze permanent în sensul creșterii calității serviciilor prestate în relația cu clientul final de gaze naturale.

(4) Furnizorul are obligația să stabilească un sistem de comunicare permanentă cu clienții finali, care să asigure transmiterea și rezolvarea sesizărilor și reclamațiilor acestora, cu respectarea drepturilor și obligațiilor fiecărei părți.

(5) Criteriile de calitate comercială sunt definite prin indicatori de performanță care stabilesc nivelurile minime de performanță pentru prestarea de către furnizor a serviciilor aferente furnizării gazelor naturale și pentru a căror nerespectare furnizorul va plăti penalități clientului final afectat, în cuantumul și condițiile prevăzute în legislația în vigoare.

(6) Furnizorul are dreptul să își recupereze de la operatorii de sisteme penalitățile plătite clientului final în situația în care cauzele care au generat plata acestora sunt independente de capacitatea furnizorului de a acționa și sunt datorate acestor operatori.

**Art. 29** Furnizorul are obligația de a furniza gaze naturale care să respecte condițiile minime de calitate a gazelor naturale prevăzute în legislația în vigoare.

**Ordin ANRE nr. 62/2008 privind aprobarea Regulamentului de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România**

**Art. 8 (1)** Pentru gazele naturale măsurate pe piața gazelor naturale este obligatorie conversia volumelor măsurate în condiții de lucru la condiții de bază, cu excepția situației precizate la art. 33 alin. (2).

(2) Condițiile de bază sunt  $p = 1,01325 \text{ bar}$  și  $T = 288,15 \text{ K}$ .

(3) Temperatura de combustie pentru determinarea compoziției chimice a gazelor naturale este de  $15^\circ\text{C}$ .

**Ordin ANRE nr. 77/2009 privind aprobarea contractelor-cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale**

In contractele cadru la II. Date și documente generale (se completează de furnizor)

CASNICI

2. Presiunea minimă de furnizare ..... Pa (bar) - se va completa de furnizor conform acordului de acces/documentației tehnice avizate de operatorul sistemului de distribuție/transport.

**NONCASNICI**

2. Presiunea de furnizare a gazelor naturale la intrarea în instalația de utilizare va fi între .... și ..... (bar), conform documentației tehnice avizate de operatorul de sistem.

3. Presiunea de avarie P2 ..... (bar), conform documentației tehnice avizate de operatorul de sistem - se completează, după caz, pentru consumatorii ale căror procese tehnologice impun o presiune minimă, asigurată de furnizor, în vederea menținerii în funcțiune a instalațiilor care condiționează securitatea acestora.

**Acces la datele de consum****Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 –**

**Art. 143 alin. (1) lit. e)** Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații:

e) să pună la dispoziția clienților datele relevante privind consumul acestora pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;

**Art. 145 alin. (4) lit. j)** Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi:

j) să solicite și să primească de la furnizor/operatorul de sistem toate datele relevante privind propriul consum pe ultimii 5 ani, fără să li se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu.

**Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali**

**Art. 23 lit. c)** – Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații: c) să pună la dispoziția clientului final, la solicitarea acestuia, pe baza informațiilor furnizate în mod gratuit de operatorul de sistem, datele relevante privind consumul, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual de clientul final, exprimată în mc și MWh, pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;

**Art. 25 alin. (1) lit. d)** - Clientul final de gaze naturale are, în principal, următoarele drepturi:

d) să solicite și să primească de la furnizor toate datele relevante privind propriul consum, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual, exprimată în mc și MWh, pe ultimii 5 ani, fără să i se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu;

**Informare privind consumul real de gaze naturale****Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 –**

**Art. 143 alin. (1) lit. e)** Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații:

e) să pună la dispoziția clienților datele relevante privind consumul acestora pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;

**Art. 145 alin. (4) lit. j)** Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi:

j) să solicite și să primească de la furnizor/operatorul de sistem toate datele relevante privind propriul consum pe ultimii 5 ani, fără să li se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu.

**Ordinul ANRE nr. 42/2012 pentru aprobarea Regulamentului privind furnizarea gazelor naturale la clienții finali**

**Art. 23 lit. c)** – Furnizorul de gaze naturale are, în principal, următoarele obligații: c) să pună la dispoziția clientului final, la solicitarea acestuia, pe baza informațiilor furnizate în mod gratuit de operatorul de sistem, datele relevante privind consumul, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual de clientul final, exprimată în mc și MWh, pe o perioadă ce cuprinde cel puțin ultimii 5 ani;

**Art. 25 alin. (1) lit. d)** - Clientul final de gaze naturale are, în principal, următoarele drepturi:

d) să solicite și să primească de la furnizor toate datele relevante privind propriul consum, referitoare la cantitatea de gaze naturale consumată lunar și anual, exprimată în mc și MWh, pe ultimii 5 ani, fără să i se perceapă costuri suplimentare pentru acest serviciu;

**Art. 24 alin. (2)** Factura emisă de furnizor clientului final trebuie să cuprindă cel puțin următoarele informații: data emiterii facturii, perioada de facturare, data scadenței facturii, **indexul vechi și nou, cu precizarea dacă indexurile sunt citite sau estimate**, puterea calorică superioară, **cantitatea de gaze naturale facturată exprimată în mc și MWh, prețul unitar**, modalitatea de plată, **denumirea fiecărei obligații de plată cuprinse în factură, valorile pentru fiecare mărime de facturat, valoarea totală de plată.**

**Decont final de lichidare după schimbarea furnizorului**

**Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 – Art. 145 alin. (4) lit. i)** (4) Clienții finali de gaze naturale au următoarele drepturi:

i) să primească un decont final de lichidare, după schimbarea furnizorului de gaze naturale, în termen de 6 săptămâni de la schimbarea furnizorului;