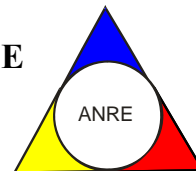




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE
ÎN DOMENIUL ENERGIEI**



RAPORT NAȚIONAL 2011

31 iulie 2012

CUPRINS

1	Cuvânt înainte	3
2	Realizări importante în perioada de raportare	5
3	Piața energiei electrice	28
	3.1 Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....	28
	3.1.1. Separarea activităților	28
	3.1.2. Funcționare tehnică.....	31
	3.1.3. Tarife de rețea și racordare	35
	3.1.4. Aspecte transfrontaliere	42
	3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene, rezolvarea disputelor.....	47
	3.2. Promovarea concurenței.....	50
	3.2.1. Piața angro de energie electrică	50
	3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică.....	66
	3.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare.....	71
	3.2.4. Investigații și măsuri de promovare a concurenței	71
	3.3. Protecția consumatorilor	72
	3.4. Securitatea alimentării cu energie	76
4	Piața gazelor naturale	81
	4.1Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....	81
	4.1.1. Separarea activităților	82
	4.1.2. Funcționare tehnică.....	86
	4.1.3. Tarife de rețea și racordare	88
	4.1.4. Aspecte transfrontaliere	93
	4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene și rezolvarea disputelor	94
	4.2. Promovarea concurenței.....	95
	4.2.1. Piața angro de gaze naturale	95
	4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale.....	99
	4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare.....	101
	4.2.4. Investigații și măsuri de promovare a concurenței	102
	4.3. Protecția consumatorilor	102
	4.4. Securitatea alimentării cu gaze naturale.....	104

1 Cuvânt înainte

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei 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. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2011- 31 decembrie 2011.

Transpunerea în legislația națională a prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ s-a realizat în luna iunie 2012, când Parlamentul României a aprobat și a trimis spre promulgare Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 și Legea privind organizarea și funcționarea ANRE. Prima lege a fost promulgată și publicată în Monitorul Oficial al României nr. 485/16.07.2012, iar cea de-a doua a fost trimisă spre reexaminare Parlamentului la începutul lunii iulie 2012. Deși cea de-a doua lege conține modul de organizare și atribuțiile și competențele ANRE, o mare parte din prevederi existau deja în legislația națională. Elementele de noutate se referă la asigurarea unui statut clar de independență și autonomie pentru autoritatea de reglementare, în acord cu prevederile Directivelor europene. În baza prevederilor acestei legi, se conferă ANRE puterea de a decide în mod independent cu privire la măsurile care să garanteze o concurență efectivă, necesară unei funcționări corespunzătoare a piețelor de energie electrică și gaze naturale și de a impune sancțiuni efective, proporționale și cu efect de descurajare împotriva operatorilor economici din domeniu care nu respectă obligațiile legale ce le revin.

Pentru crearea unui sector energetic modern, corespunzător principiilor Uniunii Europene de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale capabil să satisfacă cererea consumatorilor, în anul 2011 activitatea de reglementare s-a axat, în principal, pe promovarea producerii de energie electrică produse din surse regenerabile, promovarea producerii de energie electrică produsă în capacități noi de cogenerare, pe introducerea mecanismelor de piață de tip intra-day și îmbunătățirea mecanismelor de alocare a capacităților, pe evaluarea impactului renunțării la prețuri reglementate atât în sectorul energiei electrice cât și gazelor naturale. Numeroase consultări publice au avut loc pe tema transunerii în legislația națională a prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ. În spiritul dezvoltării și buneii funcționări a pieței interne, ANRE a menținut raporturile de colaborare atât cu autoritățile naționale, cât și cu structurile și organismele europene.

Înființarea Agenției pentru Cooperarea Autorităților din domeniul Energiei –ACER, în luna martie 2011, cu rol în asistarea autorităților de reglementare în exercitarea la nivel comunitar a atribuțiilor de reglementare, precum și, acolo unde este necesar, de a coordona acțiunile acestora, a dat un nou impuls procesului de consolidare a pieței interne europene prin inițiativele regionale și comunitare ale agenției.

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

2.1. Cadrul legislativ

Anul 2011 nu a adus finalizarea transpunerii prevederilor Directivelor 72/2009/CE și 73/2009/CE în legislația națională, dar a constituit un an pregător al actelor normative necesare. În cursul anului 2011 au avut loc numeroase discuții cu reprezentanții Comisiei Europene asupra opțiunilor de transpunere și în special asupra calendarelor de renunțare la prețurile reglementate practicate în sectorul energiei electrice și în cel al gazelor naturale.

Principalele modificări ale legislației existente avute în vedere pentru transpunerea prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ se referă la:

I. Alegerea modelului „operator de sistem independent”(ISO)

Directiva 2009/72/CE prevede reguli de separare a operatorului de transport și de sistem în ceea ce privește regimul de proprietate care corespund următoarelor 3 modele:

1. Modelul separării totale a proprietății
2. Modelul operatorului independent de sistem
3. Modelul operatorului de transport independent

În condițiile în care atât rețeaua de transport de energie electrică cât și cea de gaze naturale, sunt proprietate publică a statului, s-a optat în ambele sectoare pentru **modelul 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, respectiv gazelor naturale, față de cele legate de producere și furnizare.

Propunerile de modificare ale legislației existente stabilesc cerințe clare de independență atât în sarcina operatorului de transport și de sistem, cât și a proprietarului rețelei de transport. Ministerul de resort propune persoana juridică care urmează să îndeplinească funcția de operator de transport și sistem, iar decizia finală de certificare a acestuia aparține autorității de reglementare (ANRE), pe baza avizului Comisiei Europene.

Pentru transpunerea integrală a prevederilor referitoare la independența operatorului de transport și de sistem este necesară desemnarea a două organisme publice distincte (ex: două ministere) care să exercite controlul separat, pe de o parte, asupra operatorului de transport și sistem, și pe de altă parte, asupra producătorilor și furnizorilor.

II. Renunțarea la tarifele reglementate pentru consumatorii finali

Propunerile de modificare ale legislației existente prevăd:

- renunțarea etapizată la tarife reglementate pentru clienții noncasnici de energie electrică până la 31 decembrie 2013, respectiv 31 decembrie 2017 pentru clienții casnici, prin stabilirea unui calendar de eliminare a acestora, în condițiile asigurării suportabilității acestei măsuri de către consumatori,
- renunțarea etapizată la tarife reglementate pentru clienții noncasnici de gaze naturale până la 31 decembrie 2014, respectiv 31 decembrie 2018 pentru clienții casnici, prin stabilirea unui calendar de eliminare a acestora, în condițiile asigurării suportabilității acestei măsuri de către consumatori.

Pentru a garanta un regim concurențial eficient, se prevede în sarcina ANRE monitorizarea permanentă a efectelor induse de funcționarea pieței reglementate asupra pieței concurențiale de energie electrică și gaze naturale și implementarea măsurilor necesare pentru evitarea eventualelor distorsiuni.

III. Independența autorității de reglementare

Este asigurat un statut clar de independență și autonomie pentru autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice - ANRE, în acord cu prevederile Directivei europene. Astfel:

1. ANRE se organizează și funcționează ca autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică și patrimoniu propriu și prezintă rapoarte anuale privind îndeplinirea atribuțiilor și competențelor stabilite de lege Parlamentului, Guvernului și Președintelui României, Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene,
2. Finanțarea cheltuielilor curente și de capital se asigură integral din venituri proprii,
3. ANRE este condusă de un președinte și doi vicepreședinți, iar pentru aprobarea reglementărilor se constituie un comitet de reglementare format din președinte, doi vicepreședinți și încă 4 reglementatori; membrii comitetului de reglementare sunt numiți de Parlamentul României, iar mandatul acestora poate fi reînnoit o singură dată.

În acest mod, se conferă ANRE puterea de a decide în mod independent cu privire la măsurile care să garanteze o concurență efectivă, necesară unei funcționări corespunzătoare a piețelor de energie electrică și gaze naturale și de a impune sancțiuni efective, proporționale și cu efect de descurajare împotriva operatorilor economici din domeniu care nu respectă obligațiile legale ce le revin.

IV. Protecția consumatorilor

Consumatorii trebuie să aibă acces la informații clare și inteligibile cu privire la drepturile lor. Furnizorul este obligat să pună la dispoziția clienților casnici **puncte unice de contact**, conform reglementărilor ANRE, pentru informarea acestora cu privire la drepturile lor, la legislația în vigoare și la căile de soluționare a litigiilor în cazul unor dezacorduri sau plângeri.

Este propusă înființarea unei **Comisii de soluționare a disputelor**, ca organism independent extrajudiciar, organizat în cadrul ANRE, care soluționează toate disputele între participanții la piața de energie electrică, nu numai cele precontractuale - așa cum prevedea legislația existentă.

În același sens, este stipulat dreptul clienților finali 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.

Se prevede adoptarea unei hotărâri de Guvern care să stabilească **categoriile de persoane ce au statutul de clienți vulnerabili**, precum și facilitățile de care acestea pot beneficia.

Autoritatea de reglementare este investită cu competența de a impune operatorilor economici din sector asigurarea de standarde ridicate ale serviciului universal – în cazul energiei electrice - contribuind astfel la garantarea protecției consumatorilor.

Se instituie în sarcina operatorilor de distribuție și a autorităților administrative locale și centrale, obligații privind realizarea electrificărilor localităților și extinderea rețelelor de distribuție a energiei electrice, fiind vizată totodată și modernizarea rețelelor de distribuție, prin introducerea de rețele inteligente astfel încât să se încurajeze integrarea în SEN a

capacităților energetice care utilizează surse regenerabile, precum și producerea descentralizată de energie electrică cu asigurarea eficienței energetice.

Pe de altă parte, respectarea **cerințelor de serviciu public** reprezintă un element esențial, având în vedere obiectivele legate de protecția consumatorilor, siguranța alimentării cu energie electrică, protecția mediului și niveluri echivalente de concurență în toate statele membre ale UE. Este important ca cerințele de serviciu public să poată fi interpretate la nivel național, ținând cont de condițiile naționale și cu respectarea legislației comunitare.

De asemenea, în scopul asigurării unei protecții reale a clienților finali de eventualele practici abuzive ale prestatorilor de servicii, se prevede **înăsprirea regimului de sancționare a contravențiilor**.

V. Siguranța alimentării cu energie și gaze naturale este un obiectiv de o importanță vitală pentru dezvoltarea societății europene, în vederea punerii în aplicare a unei politici durabile privind schimbările climatice, precum și pentru încurajarea concurenței pe piața internă. În acest scop, este asigurată compatibilitatea proiectului de act normativ cu prevederile Regulamentului (CE) nr. 714/2009, respectiv Regulamentului (CE) nr. 715/2009, în ceea ce privește accesul la capacitățile de interconexiune transfrontaliere, inclusiv principiile de alocare a acestora și de management al congestiilor, pentru a garanta alimentarea cu energie din toate sursele, la cele mai competitive prețuri, atât pentru consumatori, cât și pentru sectorul industrial din cadrul Uniunii Europene.

Activitatea de monitorizare realizată de ANRE în domeniul siguranței alimentării se referă atât la respectarea planurilor de dezvoltare a rețelei de transport de către operatorul de transport și de sistem și la realizarea investițiilor noi în capacități de producere, cât și la respectarea regulilor de management și alocare a capacității de interconexiune de către participanții la piață, monitorizare realizată în cooperare cu autoritățile de reglementare din statele vecine și cu Agenția de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei – ACER.

Majoritatea prevederilor Directivelor 72/2009/CE și 73/2009/CE au fost transpuse în legislația națională, prin adoptarea, în luna iunie 2012, a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012.

Precizăm că prevederile art. **35, 36 și 37** 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, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 211 din 14 august 2009 și prevederile art. **39, 40 și 41** din Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 211 din 14 august 2009, nu sunt preluate prin Legea 123/2012. Aceste articole corespund Legii privind organizarea și funcționarea ANRE, lege transmisă Parlamentului pentru reexaminare de către Președintele României în luna iunie 2012.

2.2. Piața de energie electrică

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, noua lege a 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. Ministerul de resort este instituția care propune persoana juridică care urmează să îndeplinească funcția de operator de transport și sistem, iar decizia finală de certificare a acestuia 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 este necesară desemnarea a două organisme publice distincte (ex: două ministere) care să exercite controlul separat, pe de o parte, asupra operatorului de transport și sistem, și pe de altă parte, asupra producătorilor și furnizorilor de energie.

Piața angro de energie electrică

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. În anul 2011 a continuat seria de investiții începute în anii precedenți în noi **capacități de producere a energiei electrice regenerabile**, în special în cele din surse eoliene. Capacitatea maximă netă de producție din surse regenerabile la sfârșitul anului 2011 (altele decât cele hidroenergetice) a fost de **1031 MW** și a inclus centrale eoliene (1006 MW, dublă față de cea a anului trecut și cu 50% mai mare decât cea prognozată), centrale pe biomasă (24 MW) și centrale fotovoltaice (0,869 MW).

În anul 2011, **producția netă totală de energie electrică** la nivelul sistemului energetic național, cumulată pe toate resursele de energie a fost de cca. **56968 GWh**, în timp ce **energia electrică livrată în rețele de producătorii de energie dispecerizabili** a ajuns la **55642 GWh**.

Din punct de vedere al surselor primare de producere a energiei electrice, anul 2011 a fost caracterizat de predominanța resurselor clasice, peste 50% fiind asigurate din combustibil solid, lichid și gaz. La acoperirea necesarului de energie electrică au mai contribuit sursa nucleară cu cca. 18% în timp ce sursele regenerabile au deținut 28% (hidro), 2% (eoliană) și 1% (biomasă) din structura energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile și nedispecerizabile.

Anul 2011 a fost caracterizat de o perioadă de secetă majoră, începând chiar din primele luni ale anului. România s-a confruntat cu un deficit hidrologic sever care a afectat râurile interioare și fluviul Dunărea cu consecințe grave în reducerea rezervelor de apă din

principalele lacuri de acumulare (cele mai mici rezerve din ultimii 5 ani în perioadele mai-ianie și noiembrie-decembrie) și, implicit, a producției de energie electrică din resurse hidroelectrice. Hidroelectrică, a activat clauza de forță majoră în cadrul contractelor comerciale de vânzare a energiei electrice aflate în derulare, astfel încât să poată reduce livrările de energie, proporțional cu reducerea producției cauzate de seceta severă. Producția sa totală de energie în 2011 (produsă în centralele hidroelectrice Porțile de Fier I și II, în amenajările hidro de pe firul apei, în centralele hidroelectrice cu acumulare și în microhidrocentralele proprii) a scăzut cu 25% față de cea corespunzătoare anului 2010.

Piața angro de energie electrică din România cuprinde totalitatea tranzacțiilor de vânzare și cumpărare a energiei desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie.

În *tabelul 2.1* sunt evidențiate **componentele pieței angro de energie în anul 2011 și dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate** pe fiecare dintre acestea, comparativ cu anul 2010.

Tabel nr.2.1

Componente piața angro de energie electrică	Volum tranzacționat – 2011 - (GWh)	Evoluția față de anul 2010 (%)
Piața contractelor bilaterale negociate direct	59147	▲ 17,8
Export	2942	▼ 23,7
Piața contractelor bilaterale reglementate	28021	▼ 3,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB+PCCB-NC)	5031	▲ 14,7
Piața pentru Ziua Următoare (PZU)	8870	▲ 2,0
Piața intrazilnică (PI)	4,5	N/A
Piața de Echilibrare (PE)	4837	▲ 63,1

Ca și în anii trecuți, în anul 2011 predominantă pe ansamblul pieței angro a fost **tranzacționarea pe contracte bilaterale negociate** (încheiate prin negociere directă sau pe platforme de brokeraj) și **reglementate** (cu cantități și prețuri aprobate de autoritatea de reglementare), al cărui volum a reprezentat pe ansamblu cca. 162% din consumul intern al țării, în creștere față de anul 2010.

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

Interesul pentru tranzacțiile desfășurate în mod transparent este demonstrat și de creșterea cu 20% față de anul 2010 a numărului de participanți înscrși la PZU. Cu un volum total la nivelul anului 2011 de **8870 GWh, tranzacțiile pe PZU au reprezentat cca. 16,5% din consumul intern** (calculat ca diferență între energia livrată în rețele și soldul dintre export și import).

Un număr de 48 dintre cei 93 participanți înregistrați la **PCCB** (modalitatea de tranzacționare prin licitație a pieței centralizate de contracte) și-a manifestat interesul pentru utilizarea produselor oferite de această piață. Cantitatea tranzacționată în anul 2011 pentru livrare în 2011 și 2012 a totalizat **5,6 TWh**, din care livrări pentru 2012 în volum de 4,5 TWh. Tranzacțiile cu livrare pe termen scurt și mediu (prin modalitatea de tranzacționare cu negociere continuă – **PCCB-NC**) s-au intensificat însumând un volum anual de **0,456 TWh**.

Începând cu 25 iulie 2011 portofoliul de produse pe termen scurt a fost îmbunătățit prin apariția **pieței intrazilnice de energie electrică (PI)**. Introducerea pe piața de energie electrică din România a acestui nou mecanism de tranzacționare permite participanților la piață o echilibrare a portofoliului mai aproape de momentul livrării. Aceasta va contribui la reducerea dezechilibrelor, chiar dacă pentru început implementarea mecanismului se realizează în variantă simplificată, constând în deschiderea unei singure sesiuni de tranzacționare imediat după închiderea sesiunii de tranzacționare din PZU.

Componenta reglementată a pieței angro a funcționat și în anul 2011, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul de energie electrică, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de transport și distribuție (inclusiv contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători).

Anul 2011 a fost caracterizat de un **sold exportator** în ciuda situației dificile în care s-a aflat sistemul energetic din cauza secetei prelungite și dificultăților hidrologice. Astfel, conform raportărilor participanților la piață, **cantitatea totală exportată** a fost de 2,9 TWh, iar **cea importată** de 1 TWh (valorile nu includ tranzitele și sunt exprimate în ore RO). Conform raportărilor operatorului de transport și sistem, fluxurile fizice totale pe **sensul de import** (ore CET) au fost de 2,9 TWh și cele pe **sensul de export**, de 4,8 TWh, soldul exportator fiind același.

Piața de echilibrare este o componentă obligatorie a pieței angro prin intermediul căreia se stabilește un echilibru între cererea și producția de energie electrică pe baze comerciale, în timp real.

La sfârșitul anului 2011, pe piața de echilibrare operau 19 producători cu un total de 137 unități dispecerizabile și erau înregistrate 126 PRE.

Volumul total tranzacționat pe piața de echilibrare în anul 2011 a crescut cu 63,1% față cel din anul 2010, iar valorile lunare s-au situat constant sub cele tranzacționate pe PZU.

Piața de servicii tehnologice de sistem (STS), o piață mixtă cu o componentă reglementată și una concurențială, funcționează pentru asigurarea rezervelor 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 de reglaj se realizează, de regulă, prin contracte reglementate, încheiate între producătorii calificați pentru acest tip de serviciu și CN Transelectrica SA (operatorul de transport și sistem), pentru cea mai mare parte din cantitatea necesară; restul este asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma organizării de licitații de către OTS. În timp ce necesarul pentru rezerva de reglaj secundar a fost acoperit 100% prin contracte reglementate, în anul 2011, pentru acoperirea într-o măsură cât mai mare a necesarului de rezerve pentru reglaj terțiar, pe lângă contractele reglementate, cu cantități aprobate prin Decizii ale ANRE, au fost organizate și licitații. Cantitățile obținute în urma licitațiilor au reprezentat cca. 15% din totalul celor destinate rezervei de reglaj terțiar (rapid și lent).

Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2011 au rămas la nivelul celor din 2009, fiind unice pentru toți furnizorii de STS calificați. Prețurile rezultate în urma licitațiilor organizate pentru rezerva de reglaj terțiar rapid au fost mai mari decât cele reglementate, în timp ce, pentru rezerva de reglaj terțiar lent situația s-a inversat.

Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice nu a fost modificat în 2011, rămânând la valoarea de 18,77 lei/MWh, singurul modificat fiind **tariful pentru serviciul de sistem** (începând cu 1 aprilie 2011), de la 20,75 lei/MWh la 10,21 lei/MWh, ca efect al apariției schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă.

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție au rămas neschimbate pe parcursul anului 2011.

ANRE a continuat cooperarea cu autoritățile naționale de reglementare din țările vecine în scopul aplicării unitare a prevederilor Regulamentelor 1228/2003/CE, 1775/2005/CE respectiv 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. În acest scop au fost organizate întâlniri bilaterale atât cu reglementatorii maghiari cât și cu cei bulgari.

În vederea atingerii țintei propuse de către Consiliul European din februarie 2011 și anume realizarea piețelor unice de energie și gaze naturale în anul 2014, ANRE s-a implicat în elaborarea planurilor inter-regionale dezvoltate de ACER prin propunerea unor măsuri concrete privind cuplarea piețelor pentru ziua următoare, alocarea capacităților de interconexiune și dezvoltarea piețelor intra-day între România și Bulgaria.

Piața cu amănuntul de energie electrică

În anul 2011 pe piața cu amănuntul au activat 61 de furnizori, dintre care 10 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați. Pe piața reglementată au acționat 7 furnizori implicați – 3 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat, cu mențiunea că începând cu luna septembrie cei 3 furnizori proprietate de stat au fuzionat.

Consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2011 a crescut cu cca. 5% față de cel înregistrat în anul 2010, respectiv cu 10% față de anul 2009.

Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat la 31 decembrie 2011 a fost de **8.944.092**, din care **consumatori casnici 8.381.062** și **consumatori non casnici 563.030**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **20289 GWh**, înregistrând o scădere de cca 5% față de anul 2010.

În decembrie 2011, pe piața concurențială erau prezenți **12.675 consumatori eligibili**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2011 fiind de **25525 GWh**, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 16%.

În anul 2011 se remarcă o creștere cu cinci puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2010, reprezentând cca 56% din consumul final total.

Rata de schimbarea a furnizorului pentru anul 2011, prezentată în *tabelul 2.2*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de **numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2011** 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 nr.2.2

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 kV)	0,022%	1,792%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	3,331%	4,605%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	10,434%	7,945%
4.	TOTAL PAM	0,031%	4,502%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru toate categoriile de consumatori determinată pe baza numărului locurilor de consum și pe baza volumelor furnizate a înregistrat o scădere, în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a încetinit.

Tabelul 2.3 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 2011.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul 2.3, 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 nr. 2.3

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 kV)	4	37%	85%	2941
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	5	29%	68%	1840
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	6	19%	42%	840
4.	TOTAL PAM	5	29%	60%	1564

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2011 indică:

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

Tabelul 2.4 centralizează prețurile medii de revenire pentru perioada 2005-2011, pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

Tabel nr. 2.4

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire													
	lei/MWh							Euro/MWh						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumatori alimentati in regim reglementat	286	316	340	354	370	384	381	79	90	102	96	87	91	90
Consumatori alimentati in regim concurential	144	168	188	224	242	244	256	40	48	56	61	57	58	60

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 2.5*.

Tabel nr.2.5

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	49,79	0	34,46	26,70	110,95
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	20,98	0	49,82	22,95	93,75
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	17,40	0	47,10	21,45	85,95
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	11,63	0	50,19	20,82	82,64

Cursul anual din 2011 pentru Euro: 4,2655 RON

Obligații de serviciu public și protecția consumatorilor

Pentru pregătirea și fundamentare tehnică a răspunsului autorităților române în procesul de punere în întârziere declașat de Comisia Europeană referitor la menținerea **tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice la consumatorii finali**, ANRE, ducând la îndeplinire prevederile Memorandumului aprobat în ședința de guvern din data de 1 iunie 2011 cu tema *Prețuri reglementate energie electrică*, a contractat servicii de consultanță pentru elaborarea unui studiu **privind evaluarea impactului eliminării prețurilor reglementate în domeniul energiei electrice** și propunerea unui calendar realist pentru eliminarea acestora, însoțit de măsurile conexe necesare care ar reduce sau chiar ar evita eventuale consecințe negative asupra consumatorilor finali. Măsura de renunțare la reglementarea prețurilor se regăsește și în Memorandumul de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și respectiv în Scrisorile de Intenție semnate cu Fondul Monetar Internațional, *părți integrante ale Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană (Precautionary Stand-By Arrangement for Romania)*.

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 începe la data de **1 septembrie 2012** pentru clienții noncasnici, respectiv 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.

În cursul anului 2011 a fost actualizată lista anuală a furnizorilor de energie electrică care au obligația de a îndeplini **serviciul de furnizare de ultimă instanță** atunci când sunt activați.

Având în vedere prevederile cadrului de reglementare în vigoare, care stipulează posibilitatea determinării cantităților de energie electrică consumate orar, în vederea decontării, pe bază de **profile de consum pentru punctele de măsurare la care nu este obligatorie montarea contoarelor cu înregistrare orară**, ANRE a început în 2010 și a continuat în anul 2011 procesul de aprobare a *Procedurilor pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum*.

Astfel, în cursul anului 2011 a fost aprobată Procedura pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum pentru zona de licență a SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA și un număr de 3 profile de consum pentru operatorul de distribuție SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA.

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.

Ca urmare, pe parcursul anului 2011, operatorii de distribuție au elaborat procedurile operaționale privind asigurarea accesului la baza de date pentru locurile de consum din zonele de licență proprii. Accesul consumatorilor la baza de date pentru punctul/punctele de măsură care îi aparțin este nerestricționat, gratuit și garantat de prevederile legale.

Procedurile operaționale au fost publicate pe pagina de internet a ANRE ca documente de discuție, iar în urma analizării observațiilor primite au fost elaborate formele finale ale documentelor; procesul de avizare a procedurilor urmând a continua și pe parcursul anului 2012.

Din totalul de **2121 petiții** primite în cursul anului 2011, **1520** 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	345	22,70
2	Calitatea energiei electrice	308	20,26
3	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	115	7,57
4	Citiri grupuri de măsurare	81	5,33
5	Suspiciune sustragere de energie electrică	81	5,33

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 anul 2011, au fost înregistrate un număr de 5 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Au întrunit condițiile de aplicare a procedurii un număr de 2 solicitări, ambele fiind soluționate ca urmare a etapei prealabile.

În anul 2011 ANRE a realizat **222 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 **1.514.600 lei**.

În anul 2011 a fost negociată și obținută posibilitatea acordării de către BERD a unui grant pentru realizarea unui studiu de evaluare al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare asociate promovării **sistemelor de măsurare inteligente** la consumatorul final.

Infrastructură

În data de 17 noiembrie 2010, în pregătirea **Pachetului de măsuri privind infrastructura, adoptat în data de 19 octombrie 2011**, Comisia Europeană a publicat comunicarea „**Prioritățile infrastructurii energetice ante și post 2020**”, document care propune viziunea Uniunii Europene asupra dezvoltării infrastructurii energetice europene pentru următoarele două decenii. În documentul „**Priorități de dezvoltare a infrastructurii energetice pentru anul 2020 – foaie de parcurs către crearea unei rețele energetice integrate**” - Com(2010) 677, Comisia a propus înființarea unor coridoare prioritare pentru transportul energiei electrice, gazului natural și petrolului dintre care unul intitulat „Inițiativa interconectărilor Nord-Sud în domeniul energiei”. Se urmărea **consolidarea cooperării regionale în Europa Centrală și de Est în domeniul dezvoltării și integrării rețelelor energetice, diversificarea rutelor și a surselor în vederea consolidării securității aprovizionării și promovării dezvoltării pieței**. Țările participante la inițiativă au fost **Bulgaria, Cehia, Polonia, România, Slovacia și Ungaria**. Inițiativa și-a concentrat eforturile pe “interconectarea” energetică a Mării Baltice cu Marea Adriatică și cu Marea Neagră.

În vederea implementării acestei inițiative a fost înființat un **grup de lucru la nivel înalt** a cărui activitate **s-a concretizat prin propunerea**, la sfârșitul anului 2011, a unui plan

regional de acțiuni privind dezvoltarea interconexiunilor rețelelor de energie electrică. A fost înființat un **grup de lucru** având drept scop abordarea aspectelor tehnice și de reglementare. Activitatea grupului a fost condusă de către reprezentanții Comisiei Europene, din această structură făcând parte **reprezentanți ai ministerelor de resort, ai operatorilor sistemelor de transport și ai autorităților de reglementare din domeniul energiei.** Reprezentanții ANRE au fost implicați în activitatea grupului contribuind cu informații tehnice și informații privind metodologiile de tarifare aplicate pe plan național.

Piața de alocare a capacității de transport pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine a funcționat și în 2011 la nivelul CN Transelectrica SA (OTS-ul român) conform mecanismelor de alocare coordonată prin licitații explicite (pe baza prețului congestiei), implementate prin acordurile bilaterale încheiate cu Ungaria și Bulgaria. Pe aceste două granițe se desfășoară licitații pentru toate orizonturile de timp prevăzute în Regulamentul (CE) 714/2009 (anual, lunar, zilnic și intra-zilnic). Pentru alocările zilnică și intra-zilnică se aplică principiul netuirii. Moneda de tranzacționare este euro.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe pagina de internet www.transelectrica.ro, cu următoarele precizări:

- începând cu luna martie 2011, CN Transelectrica SA a pus în funcțiune o nouă platformă de tranzacționare - DAMAS – unde se regăsesc informațiile privind licitațiile organizate de OTS și rezultatele acestora;
- rezultatele licitațiilor zilnice pe granița româno-ungară sunt preluate de pe site-ul MAVIR;
- rezultatele licitațiilor pe termen lung pe granița româno-bulgară sunt furnizate de ESO-EAD.

Pe granița cu Serbia, OTS-ul român organizează licitații anuale și lunare în care se alocă cota-parte corespunzătoare de 50% din capacitatea de schimb disponibilă. În plus, au fost demarate negocieri cu autoritățile sârbe, privind implementarea mecanismelor bilaterale coordonate.

Pe granița cu Ucraina, OTS-ul român organizează licitații anuale și lunare în care se alocă întreaga capacitate de interconexiune, utilizarea sa fiind condiționată, ca și până acum, de acordul scris al autorităților ucrainiene.

Pe granița cu Republica Moldova, cu care sistemul energetic național din România nu este interconectat sincron, schimburile de energie se realizează prin insulă pasivă de consum.

ANRE a analizat în mod repetat prevederile acordurilor încheiate de OTS și a transmis puncte de vedere însoțite de solicitări concrete, în vederea asigurării respectării cadrului legal și de reglementare în vigoare.

În ceea ce privește granițele cu Republica Moldova și Ucraina, ANRE a solicitat OTS-ului român să ia măsuri pentru încheierea de Acorduri de cooperare și cu operatorii de transport ai acestor țări vecine, care să stabilească în mod transparent modul în care se efectuează licitațiile explicite pentru alocarea ATC.

Referitor la aspectele transfrontaliere, autoritatea de reglementare a fost implicată în activitatea grupului de lucru Piață regională organizat la nivel național și format din reprezentanți ai OTS, ai operatorului de piață, ministerului de resort și reglementatorului. În acest context au avut loc întâlniri bilaterale cu reprezentanții omologi din Bulgaria, Ungaria și Serbia pentru dezvoltarea proiectelor de alocare coordonată și cuplare de piațe.

Partenerii din **România și Bulgaria** au agreat înființarea unui Grup de experți la nivel de ministere, autorități naționale de reglementare în domeniul energiei, OTS și Operatori ai

piețelor de energie electrică, ca for de discuții și decizii în vederea stabilirii unui Plan de activități privind cuplarea piețelor de energie electrică din cele două țări.

În data de 14 decembrie 2011, Comitetul Director al **Proiectului de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia și Ungaria** a aprobat **Scrisoarea de Intenție** prin care operatorul de transport și de sistem (CN Transelectrica SA), operatorul pieței de energie electrică (SC OPCOM SA) și autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei (ANRE) din România au formalizat intenția de a adera la acest proiect, în conformitate cu prevederile „Memorandumului de înțelegere privind cooperarea destinată creării pieței interne de energie electrică europeană funcțională, interconectată și integrată” semnat de OTS (ČEPS, SEPS, MAVIR), bursele de energie electrică (OTE, OKTE, HUPX) și autoritățile naționale de reglementare (ERU, URSO, MEH) din Cehia, Slovacia și Ungaria.

Demersul entităților române se încadrează în eforturile generale întreprinse la nivelul Statelor Membre ale Uniunii Europene și ale Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei – ACER, ca urmare a deciziei Consiliului Uniunii Europene din februarie 2011, privind anul 2014 ca termen-limită pentru realizarea unei piețe de energie electrică pe deplin funcțională la nivel pan-european.

Securitatea alimentării cu energie

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare, OTS elaborează Planul de perspectivă pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport pe termen mediu și lung (10 ani). Acest plan este avizat de reglementator și aprobat de minister. Pe termen scurt, OTS are responsabilitatea planificării operaționale și exploatării rețelelor de transport urmărind îndeplinirea criteriilor și a standardelor precizate prin Codul Tehnic al Rețelei de Transport, document elaborat de OTS și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare. În calitate de membru al ENTSO-E, OTS participă și la elaborarea Planului de dezvoltarea pe 10 ani aferent rețelei europene de transport.

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

În anul 2011, producția de energie electrică a fost de 61,9 TWh cu aproximativ 1,9% mai mare față de cea din 2010. Consumul intern a fost de cca 60 TWh, cu cca 3,6% mai mare decât cel din 2010.

Din punct de vedere al surselor primare de producere a energiei electrice, anul 2011 a fost caracterizat de predominanța resurselor clasice, peste 50% fiind asigurate din combustibil solid, lichid și gaz. La acoperirea necesarului de energie electrică au mai contribuit sursa nucleară cu cca. 18% în timp ce sursele regenerabile au deținut 28% (hidro), 2% (eoliană) și 1% (biomasă) din structura energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile și nedispecerizabile.

Față de anul 2010, în 2011 s-au înregistrat scăderi în special ale energiei livrate pe bază de combustibil lichid (cu 16%) și sursă hidro (cu cca. 19%), în timp ce energia pe bază de

combustibil nuclear a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea pe bază de combustibil solid (cu 20%) și gaz (cca. 26%). Cea mai mare creștere a înregistrat-o energia livrată în rețele provenită din sursă eoliană (de cca. 3 ori mai mare față de anul trecut). Pe total, s-a înregistrat o creștere cu cca. 5% a energiei electrice injectate în rețele și produse atât din surse convenționale, cât și din cele neconvenționale, din unități dispencerizabile și nedispencerizabile.

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale, disponibile pe o perioadă de cel puțin 15 ore pe zi, a fost la 31.12.2011 de 17,376 GW.

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 2011 au fost acordate autorizații de înființare pentru **1035,17 MW** (centrale eoliene, centrale hidroelectrice, centrale în cogenerare, grupuri fotovoltaice)

Pentru promovarea energiei regenerabile produsă pe bază de energie eoliană, energie solară, energie geotermală, biomasă, energia valurilor, hidrogen și în grupuri hidroenergetice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate după 2004, a fost introdusă **o piață de certificate verzi** funcțională din noiembrie 2005.

Modificările aduse schemei prin prevederile Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, au fost notificate Comisiei Europene în luna iunie 2011, după o etapă de prenotificare care a durat aprox. 2 ani. Răspunsul Comisiei a fost primit în luna iulie 2011. Aceasta a concluzionat că schema notificată este conformă cu orientările privind ajutoarele pentru protecția mediului și, prin urmare, este compatibilă cu piața internă, în conformitate cu art. 107, alin. 3, lit.c) din TFUE.

În urma etapei de acreditare a producătorilor de energie din surse regenerabile pentru schema de susținere prin certificate verzi, în anul 2011, se constată că puterea electrică total instalată în unitățile de producție acreditate în anul 2011 este de **1225,6 MW**, din care 821.8 MW în centrale eoliene, 377.7 MW în centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 25.1 MW în centrale pe biomasă, respectiv 1 MW în centrale fotovoltaice. În *figura 2.1* se regăsește evoluția puterii instalate în perioada 2005-2011.

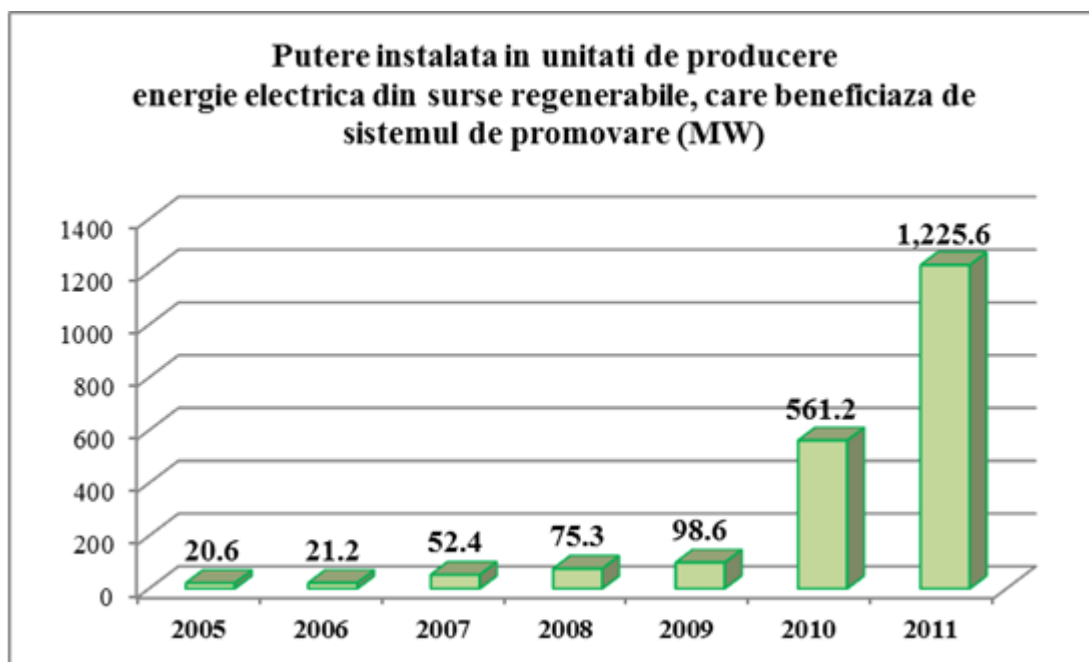


Figura 2.1

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 32 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada aprilie – decembrie 2011 a fost de 3407 GWh.

Pentru ambele scheme de sprijin, ANRE a elaborat **metodologii de monitorizare** pentru evaluarea modului de funcționare al acestora.

2.3. Piața de gaze naturale

Separarea activităților

În condițiile în care rețeaua de transport de gaze naturale din România este proprietatea publică a statului, modelul de separare ales, conform prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ, 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, noua lege a 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. Ministerul de resort este instituția care propune persoana juridică care urmează să îndeplinească funcția de operator de transport și sistem, iar decizia finală de certificare a acestuia 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 este necesară desemnarea a două organisme publice distincte (ex: două ministere) care să exercite controlul separat, pe de o parte, asupra operatorului de transport și sistem, și pe de altă parte, asupra producătorilor și furnizorilor de gaze naturale.

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 creștere de aproximativ 3% în anul 2011 față de anul 2010. Distribuirea consumului pe cele două mari categorii, casnic și noncasnic, precum și pe subcategoriile de consumatori noncasnici s-a menținut, de asemenea, constantă în ultimii ani.

În anul 2011, consumul total de gaze naturale a fost de 150.810.050,612 MWh, din care 31.203.602,279 MWh a reprezentat consumul casnic (20,69%), 106.725.863,339 MWh a reprezentat consumul noncasnic (70,78%) și 12.880.584,994 MWh a reprezentat consumul propriu (8,54%).

Consumul este acoperit atât din producție internă, cât și din import. În anul 2011, producția internă de gaze naturale a fost de 116.974.413,012 MWh, iar importul de 34.199.233,770 MWh.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată (piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007), mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, cuprinzând, la sfârșitul anului 2011:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 7 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco Energy New York, Aurelian Oil&Gas, Lotus Petrol și Foraj Sonde
- 3 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Depomureș, Amgaz
- 40 de societăți de distribuție a gazelor naturale – cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție
- 40 de furnizori care activează pe segmentul concurențial al pieței de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2011, ce intră în consum a reprezentat 74,84% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,14% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2011, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 25,16%. Primii patru importatori - furnizori interni - cu o cotă de piață a importului de peste 11% fiecare, au realizat împreună 69,44%.

Puterea calorică medie pe țară este de 10,607 KWh/mc.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 82,07%.

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

Tabel nr. 2.6

Furnizori Consumatori	Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%	Cotele primelor trei companii (%)
Producători energie electrică și/sau termică	4	85,82
Consumatori industriali	4	89,72
Consumatori comerciali	3	83,88
Consumatori casnici	2	92,42

Piața gazelor naturale din România este o piață națională.

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,** 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 2011 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 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 injectie din anul respectiv, un stoc 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.

Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul anului 2011, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	16,57 %
	Consumatori eligibili	60,81 %
CASNICI	Consumatori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	22,60 %
	Consumatori eligibili	0,02 %

Consumurile totale din anul 2011 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	MWh Consum
Casnici	31.203.602,279
Alți non-casnici	5.976.883,762
Comerciali	10.755.996,738
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	35.254.649,441
Alți industriali	24.806.288,146
Sectorul industriei chimice	29.932.045,252
TOTAL	137.929.465,618

Pe piața reglementată, în anul 2011, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 42 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.120.216**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **54.024,3 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,07
E.On Energie Romania	41,05
Congaz	1,79

Pe segmentul **concurențial** au activat 40 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 **83.905,1 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
Petrom Gas	24,68
Romgaz	21,39
Interagro	21,35
GDF SUEZ Energy Romania	10,13
E.On Energie Romania	5,28

La sfârșitul anului 2011, erau **2053** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **55,64 %**.

Consumatorii de gaze naturale au dreptul de a alege tipul de contract de furnizare și, în funcție de acesta, furnizorul de gaze naturale. Consumatorii de gaze naturale nu au dreptul să deruleze simultan un contract de furnizare reglementată și un contract de furnizare negociată.

În anul 2011 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 95,7% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2011 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 44,56 % din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).

Prețurile finale reglementate practicate pe categoriile relevante de consumatori sunt calculate ca medii ponderate cu cantitățile furnizate și sunt prezentate în situația de mai jos:

Consum Pret/Tarif	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)
	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
Pret reglementat cu tarife (exclusiv TVA)	6.10	6.57	6.30	6.28
Tarif transport	0.53	0.53	0.53	0.53
Tarif distributie	1.37	1.67	1.68	1.68

Obligații de serviciu public și protecția consumatorilor

Comisia Europeană a continuat procesul de punere în întârziere demarat împotriva României în vara anului 2009 pentru nerespectarea prevederilor art. 3 alin. (1) coroborat cu art. 3 alin. (2) din Directiva 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

De asemenea, România s-a angajat în cadrul Memorandumul de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și respectiv în Scrisorile de Intenție semnate cu Fondul Monetar Internațional, *parte integrantă a Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană (Precautionary Stand-By Arrangement for Romania)* să elimine gradual prețurile reglementate pentru consumatorii noncasnici și casnici pentru sectorul de gaze naturale în perioada 2013-2018.

Pentru a se încadra în prevederile legislației comunitare, Guvernul României a aprobat Memorandum-ul cu tema *Prețuri reglementate pentru gaze naturale* în ședința din data de 01.06.2011 prin care se propunea, între altele contractarea și finalizarea de către ANRE a unui studiu în cursul anului 2011 care să evalueze impactul eliminării prețurilor reglementate și stabilirea calendarelor de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru gaze naturale la clienții finali. Studiul a fost finalizat în luna decembrie 2011.

Având în vedere gradul redus de suportabilitate la nivelul consumatorilor casnici, a efortului financiar generat de creșterea prețului final la consumatorii casnici urmare a procesului de convergență a prețurilor producției interne la prețurile de import și de eliminare a prețurilor finale reglementate, autoritățile române au propus un scenariu agreat cu organismele financiare internaționale care constă în:

- 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),
- eliminarea prețurilor reglementate până la **31 decembrie 2018** pentru **consumatorii casnici**,
- 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 și măsurile propuse au fost aprobate prin memorandum de Guvernul României în luna iunie 2012.

Totodată, în noul proiect al Legii gazelor se va defini termenul de „*client vulnerabil*” cu privire la clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru acestea se stabilesc prin acte normative.

Din totalul de **2121 petiții** primite în cursul anului 2011, **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	Facturare gaze naturale	105	17.47
2	Acord de acces	64	10.65
3	Contractare	59	9.82
4	Instalații de utilizare	59	9.82
5	Contractare lucrări de racordare	49	8.15

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 președintelui ANRGN nr. 1345/2004;
- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, în segmentul reglementat (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN nr. 400/2005 și, respectiv, în segmentul concurențial (conform prevederilor Deciziei președintelui ANRGN NR. 461/2006)

În anul 2011 nu au fost înregistrate **solicitări de mediere**.

ANRE a realizat **384 de controale în sectorul gazelor natural** 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 **2.017.000 lei**.

În anul 2011 a fost negociată și obținută posibilitatea acordării de către BERD a unui grant pentru realizarea unui studiu de evaluare al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare asociate promovării **sistemelor de măsurare inteligente** la consumatorul final.

Infrastructură

În documentul „**Priorități de dezvoltare a infrastructurii energetice pentru anul 2020 – foaie de parcurs către crearea unei rețele energetice integrate**” - Com(2010) 677, Comisia a propus înființarea unor coridoare prioritare pentru transportul energiei electrice, gazului natural și petrolului dintre care unul intitulat „Inițiativa interconectărilor Nord-Sud în domeniul energiei”. Se urmărește **consolidarea cooperării regionale în Europa Centrală și de Est în domeniul dezvoltării și integrării rețelelor energetice, diversificarea rutelor și a surselor în vederea consolidării securității aprovizionării și promovării dezvoltării pieței**. Țările participante la inițiativă au fost **Bulgaria, Cehia, Polonia, România, Slovacia și Ungaria**. Inițiativa și-a concentrat eforturile pe “interconectarea” energetică a Mării Baltice cu Marea Adriatică și cu Marea Neagră.

În vederea implementării acestei inițiative a fost înființat un **grup de lucru la nivel înalt** a cărui activitate **s-a concretizat prin propunerea, la sfârșitul anului 2011, a unui plan regional de acțiuni privind dezvoltarea rețelelor de gaze naturale**. A fost înființat un **grup de lucru** dedicat sectorului gazelor naturale având drept scop abordarea aspectelor tehnice și de reglementare. Activitatea grupului a fost condusă de către reprezentanții Comisiei Europene, din această structură făcând parte **reprezentanți ai ministerelor de resort, ai operatorilor sistemelor de transport și ai autorităților de reglementare din domeniul**

energiei. Reprezentanții ANRE au fost implicați în activitatea grupului contribuind cu informații tehnice și informații privind metodologiile de tarifare aplicate pe plan național.

În sectorul gazelor naturale, operatorul sistemului de transport a continuat implementarea proiectului SCADA la nivelul sistemului național de transport pentru a asigura conformarea cu prevederile Regulamentului 1775/2005/CE. De asemenea au fost inițiate proiecte pentru dezvoltarea interconectărilor cu țările vecine. La nivelul MECMA au fost inițiate acțiuni pentru renegocierea cu Federația Rusă și Bulgaria a celor trei acorduri interguvernamentale care reglementează regimul juridic al celor trei conducte magistrale de gaze care fac legătura între punctele Isaccea și Negru Vodă.

Alocarea capacității disponibile a sistemului național de transport gaze naturale continuă să se facă conform principiului „primul venit, primul servit”.

Securitatea alimentării cu gaze naturale

În anul 2011, consumul total de gaze naturale a fost de 150.810.050,612 MWh, din care 31.203.602,279 MWh a reprezentat consumul casnic (20,69%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2011 de 116.974.413,012 MWh, iar importul de 34.199.233,770 MWh.

În anul 2011, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.122.269 din care 2.942.322 consumatori casnici.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2011-2020 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet www.entsog.eu.

În ceea ce privește securitatea alimentării cu gaze naturale, în anul 2007 a fost adoptată Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE. Scopul legii este de a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale prin măsuri transparente, nediscriminatorii și compatibile cu existența unei piețe concurențiale a gazelor naturale.

În acest sens, Legea stabilește rolul și responsabilitățile autorităților și operatorilor de pe piața internă a gazelor naturale, precum și aplicarea măsurilor speciale ce se impun pentru a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale. Se înființează o Comisie de coordonare, cu rolul de a elabora anual Planul de acțiune pentru situații de urgență și de a aviza și monitoriza măsurile necesare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze.

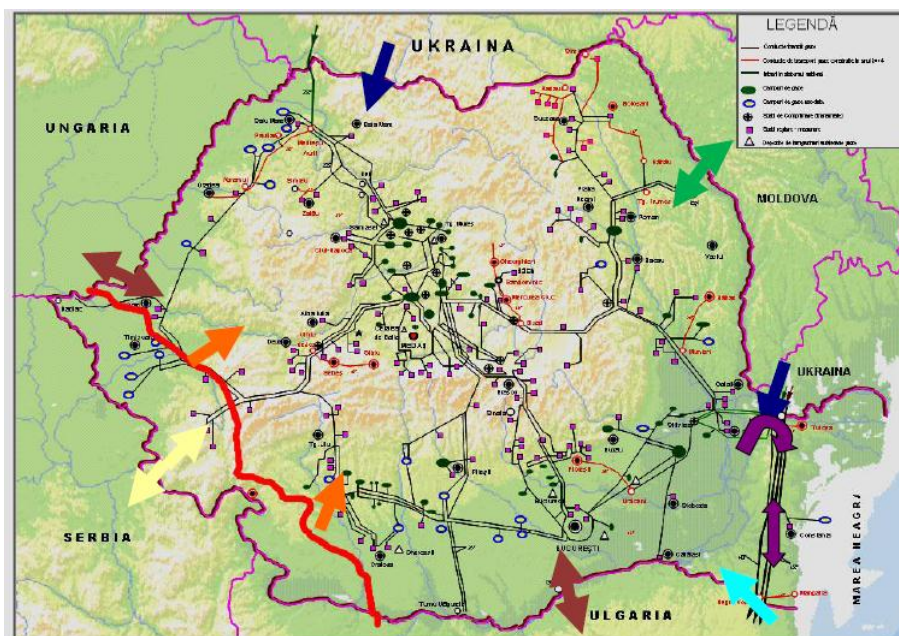
Legislația națională va fi adaptată în cursul anului 2012 cerințelor Regulamentului nr. 994/2010/CE privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE. Autoritatea competentă în aplicarea prevederilor Regulamentului este ministerul de resort.

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, din care 7 au fost funcționale în 2011, depozitul Nadeș neavând activitate în 2011. Cele 8 depozite au o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**, capacitatea funcțională fiind, în anul 2011, de **3,06 miliarde mc**.

În prezent importul de gaze naturale în România se desfășoară prin:

1. Conducta de import gaze Orlovka – SMG Isaccea,
2. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina pe direcția Tekovo – Stația de Măsurare Gaze Medieșu Aurit,
3. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ungaria pe direcția Szeged – Arad.

Direcțiile existente și viitoare de interconectare a Sistemului Național de Transport cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine sunt prezentate în figura 2.2.



Legenda:

	Conducta Nabucco
	Interconectări existente pentru import
	Interconectări strategice - Ungaria și Bulgaria
	Interconectări pentru diversificarea surselor de import – (din Nabucco)
	Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare
	Lucrări pentru asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale
	Diversificare direcții de import viitoare
	Alte interconectări (Serbia)

Sursă: SNTGN Transgaz S.A

Figura 2.2

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

3 Piața energiei electrice

3.1 Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

3.1.1. Separarea activităților

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.

Pașii ulteriori în restructurarea CN Transelectrica SA au întărit poziția acestei companii de operator de transport și sistem, neutru și independent. În calitatea sa de OTS, 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. 9781 km (linii electrice aeriene).

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA este următoarea: 58,7% din capitalul social – statul român prin OPSPI, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 22,7% din capitalul social - acționari privați – persoane juridice și fizice, 5,1% din capitalul social – S.I.F. Oltenia, compania fiind listată la Bursa de Valori din luna august 2006.

Directiva 2009/72/CE prevede reguli clare de separare a operatorului de transport și de sistem în ceea ce privește regimul de proprietate care corespund următoarelor 3 modele:

1. Modelul separării totale a proprietății
2. Modelul operatorului independent de sistem
3. Modelul operatorului de transport independent

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, noua lege a 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. Ministerul de resort este instituția care propune persoana juridică care urmează să îndeplinească funcția de operator de transport și sistem, iar decizia finală de certificare a acestuia 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 este necesară desemnarea a două organisme publice distincte (ex: două ministere) care să exercite controlul separat, pe de o parte, asupra

operatorului de transport și sistem, și pe de altă parte, asupra producătorilor și furnizorilor de energie.

În conformitate cu prevederile legale, operatorul de transport și de sistem desfășoară în principal, următoarele activități:

a) asigură capacitatea pe termen lung a rețelei de transport de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică și exploatează, întreține, reabilitează și dezvoltă în condiții economice rețeaua de transport pentru a-i asigura siguranța, fiabilitatea și eficiența, cu respectarea normelor privind protecția mediului;

b) garantează mijloacele adecvate pentru îndeplinirea obligațiilor de serviciu public;

c) contribuie la realizarea siguranței în alimentarea cu energie electrică, prin asigurarea unor capacități de transport adecvate și prin menținerea fiabilității acestora;

d) asigură gestionarea fluxurilor de energie în rețeaua de transport, ținând seama de schimburile de energie cu alte sisteme interconectate;

e) achiziționează serviciile tehnologice de sistem și califică producătorii și clienții dispecerizabili care furnizează servicii tehnologice de sistem, pe baza unei proceduri proprii, aprobată de autoritatea competentă;

f) realizează schimbul de informații cu alți operatori de transport și de sistem interconectați și cu alți operatori economici din sectorul energiei, cu respectarea reglementărilor ENTSO-E privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date;

g) asigură alocarea capacităților de interconexiune, colectează venituri rezultate din gestionarea congestiilor și efectuează plăți în temeiul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem în conformitate cu articolul 13 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, acordând și gestionând accesul terților și oferind explicații motivate atunci când refuză un astfel de acces, sub supravegherea ANRE;

h) exploatează, întreține și dezvoltă instalațiile de măsurare și contorizare a transferului de energie electrică prin rețelele electrice de transport și la interfața cu utilizatorii rețelelor electrice de transport care îi aparțin, instalațiile de informatică și telecomunicații din rețelele electrice de transport aferente SEN;

i) analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;

j) asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței de energie electrică în vederea realizării decontării tranzacțiilor din piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, precum și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;

k) realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare, acordând prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie sau care produc energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență, în măsura în care funcționarea sigură a rețelei naționale de energie electrică permite acest lucru;

l) autorizează personalul care realizează conducerea operativă, conform reglementărilor în vigoare;

m) culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;

n) elaborează și supune aprobării autorității competente normele tehnice și reglementările specifice necesare pentru realizarea activității de conducere operativă, cu consultarea participanților la piața de energie electrică;

o) elaborează, în condițiile legii, planul de apărare a SEN împotriva perturbațiilor majore;

p) elaborează studii, programe și lucrări privind dezvoltarea SEN;

q) elaborează și supune aprobării autorității competente regulile privind managementul congestiilor, inclusiv pe capacitățile de interconexiune, precum și normele de atribuire a capacităților de interconexiune;

r) organizează și administrează piața de echilibrare a energiei electrice.

În anul 2011, în piața de energie electrică din România și-au desfășurat activitatea un număr de 41 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 54/2003 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 % .

Fiecare furnizor rezultat în urma separării activităților de furnizare și distribuție, denumit furnizor implicit, a rămas cu obligația de a furniza energie electrică la tarife reglementate consumatorilor finali (casnici și necasnici) din zona proprie de licență care nu au uzat, încă, de dreptul de eligibilitate. În luna iulie 2011, s-a înființat S.C. Electrica Furnizare S.A. prin fuziunea a 3 sucursale de furnizare și anume: Electrica Furnizare Transilvania Sud, Electrica Furnizare Transilvania Nord SA și Electrica Furnizare Muntenia Nord SA. Astfel, numărul furnizorilor implicați s-a redus de la 7 la 5.

Se precizează că există activități desfășurate de către furnizorul implicit în contul distribuitorului afiliat, cum ar fi achiziția/vânzarea de energie pe PZU și/sau achiziția serviciilor de transport/sistem/decontare piață pentru energia destinată acoperirii CPT.

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 dispecerizabile au obligația să ofere pe această piață toată energia electrică disponibilă. Pe PE se tranzacționează energie de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar, reglajului terțiar rapid și reglajului terțiar lent.

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

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

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

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

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

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

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

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

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 operatorilor de distribuție 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). Până la sfârșitul anului 2012 se va realiza dotarea tehnică necesară pentru a asigura înregistrarea automată a întreruperilor la medie și înaltă tensiune.

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. De asemenea, indicatorii SAIFI și SAIDI se împart în următoarele categorii:

- 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.

Cele mai importante sunt valorile indicatorilor pentru întreruperile planificate (a), respectiv pentru întreruperile neplanificate (d), datorate operatorilor de distribuție.

Valorile medii din 2011 pentru România sunt prezentate mai jos.

Locul	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi planificate	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIFI (intreruperi/an) Intreruperi total
Urban	0,5	4,0	4,5
Rural	2,2	7,6	9,8
Valori medii pe tara	1,3	5,6	6,9

Locul	SAIDI (min/an) Intreruperi planificate	SAIDI (min/an) Intreruperi neplanificate datorate OD	SAIDI (min/an) Intreruperi total
Urban	122	270	392
Rural	582	860	1442
Valori medii pe tara	333	547	880

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 emiterie al avizelor tehnice de racordare** sau **timpul mediu de emiterie a contractelor de racordare**.

Timpul mediu de emiterie a avizelor tehnice de racordare în anul 2011 pentru România a fost de 14.5 zile. În general s-a respectat termenul maxim de 30 de zile, cu o singură excepție, ENEL Muntenia, care a avut un număr mult mai mare de cereri și ca urmare timpul mediu a fost de 32.4 zile.

Timpul mediu de emiterie a contractelor de racordare a fost de 5 (mai exact 4.7) 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.

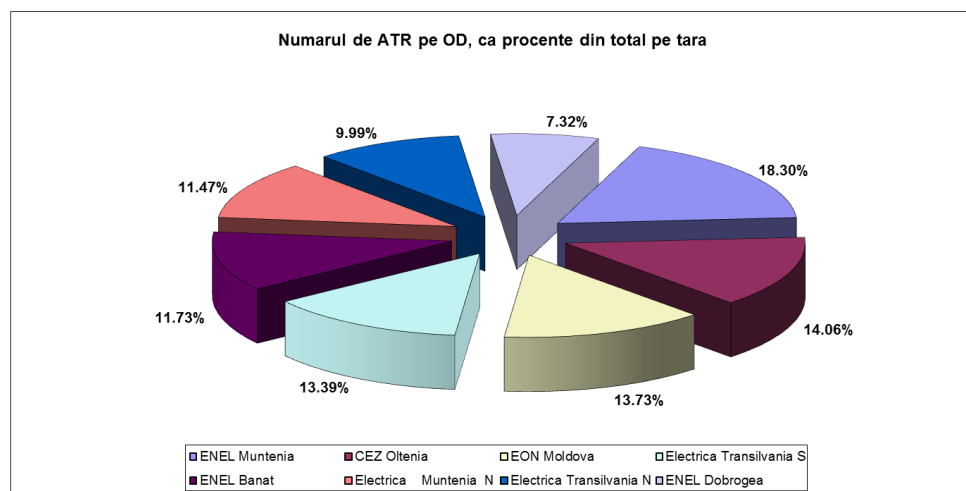


Figura 3.1

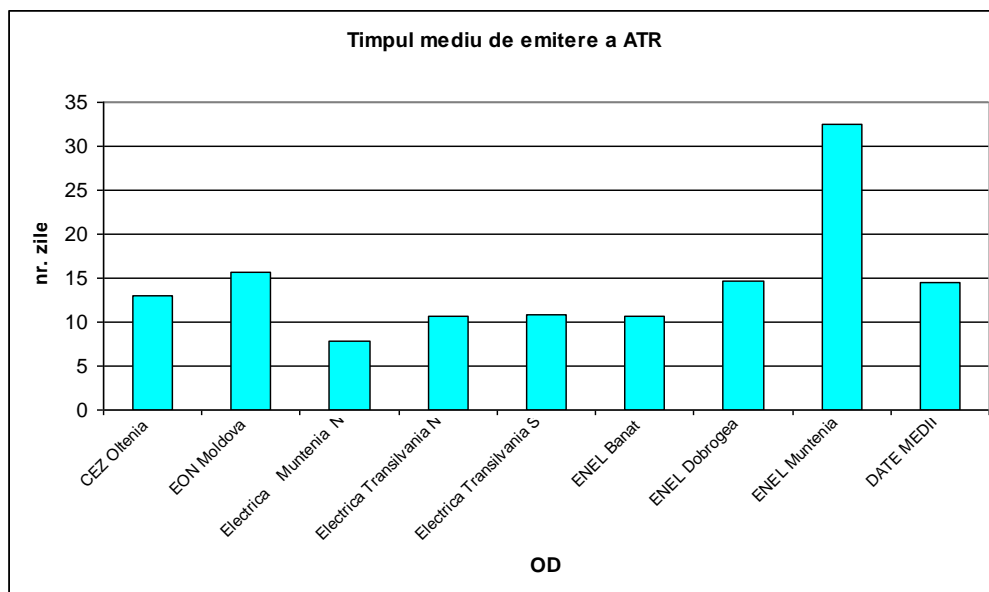


Figura 3.2

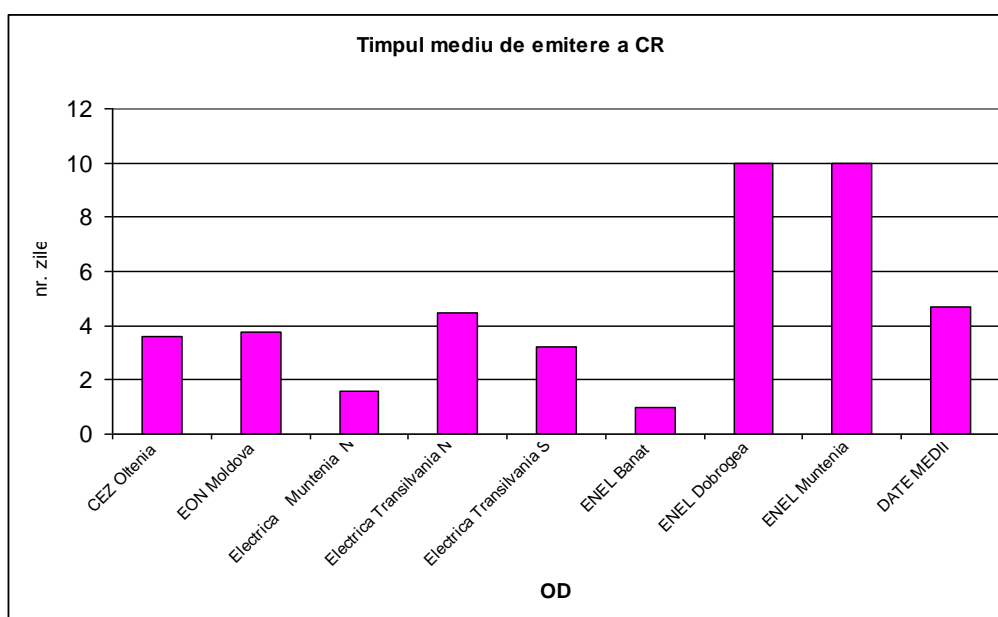


Figura 3.3

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țări

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune semnificativă a activității operatorului de transport și sistem - CN Transelectrica SA - în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context au fost semnate o serie de contracte precum:

- CN Transelectrica SA și EMS-JP Elektromreza – **Serbia** au semnat în data de 13 octombrie 2011, la Belgrad, Joint Position Paper 3 pentru aprobarea studiului de fezabilitate și a rezultatelor proiectului tehnic în vederea continuării Proiectului LEA 400 kV dublu circuit Reșița – Pancevo ;

- CN Transelectrica SA și IS Moldelectrica – **Republica Moldova** au semnat Actul Adițional la înțelegerea între RENEL și Moldenergo din 15.07.1993, “Cu privire la legăturile de integrare dintre sistemele energetice din Republica Moldova și România” ;
- CN Transelectrica SA și NEK Ukrenergo – **Ucraina** au semnat în data de 01.06.2011, la Kiev, un Memorandum de înțelegere privind cooperarea în domeniul transportului de energie electrică ;
- Pentru proiectul de interconectare a sistemelor electroenergetice ale **Republicii Moldova și Ucrainei** în ENTSO-E, Ministerul Economiei din Republica Moldova împreună cu Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri din România au depus la Comisia Europeană, documentele privind acordarea grantului pentru elaborarea studiului de fezabilitate aferent integrării sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei la ENTSO-E. Proiectul a fost preselecat de către Comitetul Comun de Monitorizare al Programului Proiectelor Majore de Investiții (Large Scale Projects - LSP) din cadrul Instrumentului European de Vecinătate și Parteneriat (ENPI), referitor la programul regional *Joint Operational Programme Romania – Ukraine – Republic of Moldova 2007-2013* ;
- Cooperarea cu State Grid Corporation of **China** - CNTEE Transelectrica SA și Compania Chineza au semnat în data 9 mai 2011, la Beijing, un Memorandum de înțelegere privind cooperarea în domeniul energetic ;
- Cooperarea cu TEIAS – **Turcia** - Studiul de fezabilitate, contractat de CN Transelectrica SA cu firma suedeză VPC- Vattenfal pentru Proiectul HVDC Cablu Submarin România – Turcia, a fost finalizat, iar pe parcursul anului 2011 au avut loc consultări între cele două părți pentru agrearea modului de finanțare și realizare a acestui proiect.

Monitorizarea măsurilor de salvagardare

În cursul anului 2011 nu au fost situații neașteptate de criză pe piața de energie care să amenințe siguranța fizică ori securitatea persoanelor și care să oblige la luarea unor măsuri de salvagardare.

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 redistribuire;
- costurile datorate schimburilor transfrontaliere de energie electrică

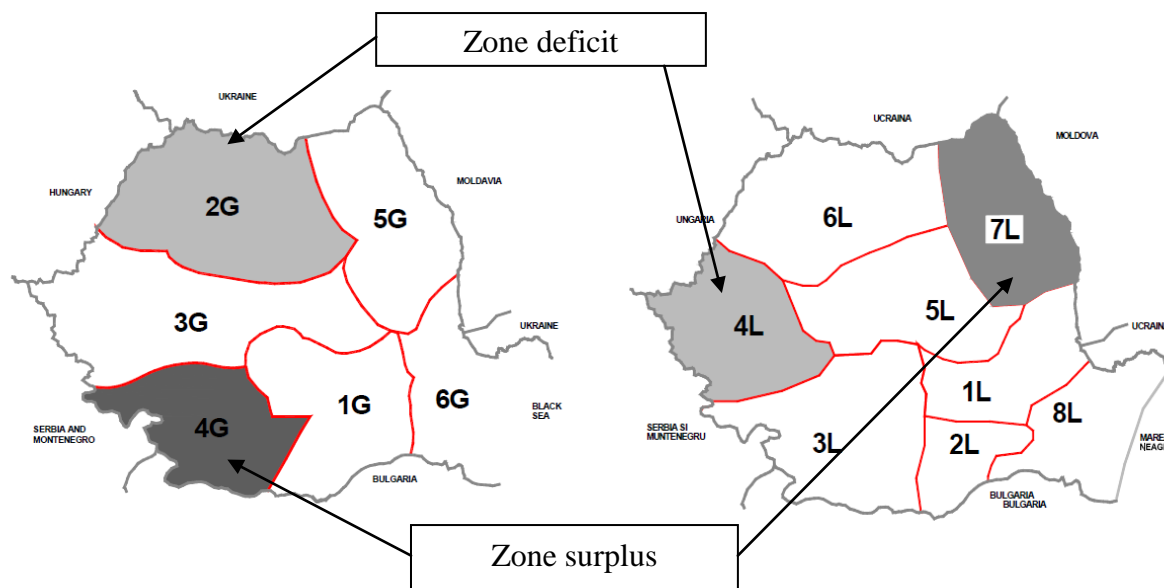
Venitul plafon reglementat pentru serviciul de transport este asigurat luând în considerare:

- 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.

Activitatea desfășurată de OTS în anii 2008, 2009, 2010 și 2011 a fost monitorizată lunar, în vederea calculului corecțiilor venitului reglementat al serviciului de transport pentru perioada tarifară 2012.

Referitor la calitatea serviciului reglementat, *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport*, pentru cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2012) ia în considerare introducerea unui factor de corecție privind respectarea nivelului minim de calitate impus. Acest factor va fi introdus în formula de calcul pentru venitul fiecărui an. Nivelul de venituri asociate riscului de penalități-premii datorat nerespectării indicatorilor, nu va depăși 2% din total venituri.

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 3.4 Zone de introducere și extragere a energiei electrice în rețeaua de transport

Tariful mediu de transport, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 45/2010 a fost în anul 2011 de 18,77 lei/MWh, în creștere cu 10,4 % față de cel din anul 2010 (17 lei/MWh).

Evoluția tarifului mediu de transport în cea de-a doua perioadă de reglementare (2008-2011) este prezentată în figura 3.5 de mai jos:

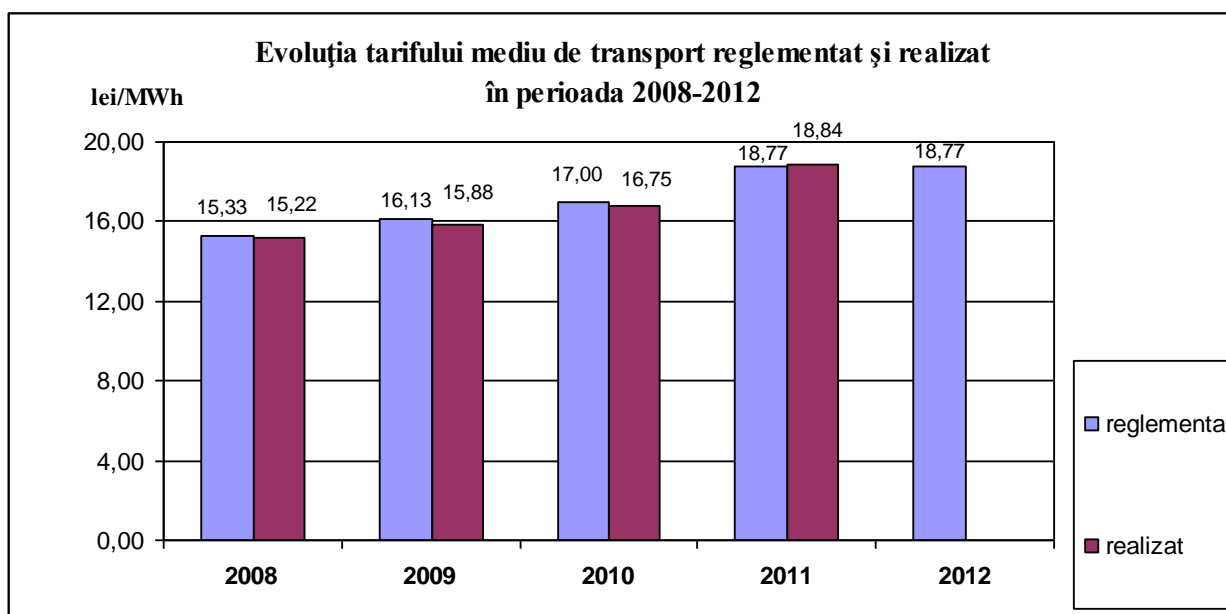


Figura 3.5

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 45/2010, în cursul anului 2011, tariful mediu de injecție (T_G) a fost de 8,6 lei/MWh. Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea T_G a fost cuprinsă între 6,36 ÷ 10,22 lei/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere (T_L) a fost de 10,18 lei/MWh pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între 8,14 ÷ 11,87 lei/MWh.

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 CN Transelectrica SA, 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.

Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport pentru următorii 10 ani succesivi este elaborat de CN Transelectrica SA la fiecare 2 ani. Planul devine document cu caracter public după avizarea de către ANRE și aprobarea de către ministerul de resort și 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.

Trebuie menționat că adoptarea modelului operatorului independent de sistem introduce o serie de modificări ale legislației existente printre care aprobarea planului de investiții și dezvoltare a rețelei de transport pe 10 ani numai de către autoritatea de reglementare.

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

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

Pentru fiecare obiectiv identificat se desfășoară activități care să asigure documentațiile: studii de sistem sau de zonă, studii de prefizabilitate, 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.

ANRE a avizat Planul de perspectivă (PP) al RET - Perioada 2010-2014 și orientativ 2019 (aviz ANRE nr. 31/12.08.2011). Principalele investiții propuse a fi realizate în conformitate cu Planul de perspectivă (PP) al RET - Perioada 2010-2014 și orientativ 2019 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.

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.

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”, conform HG nr. 890/2003 privind aprobarea „Foii de parcurs din domeniul energetic din România”. 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.

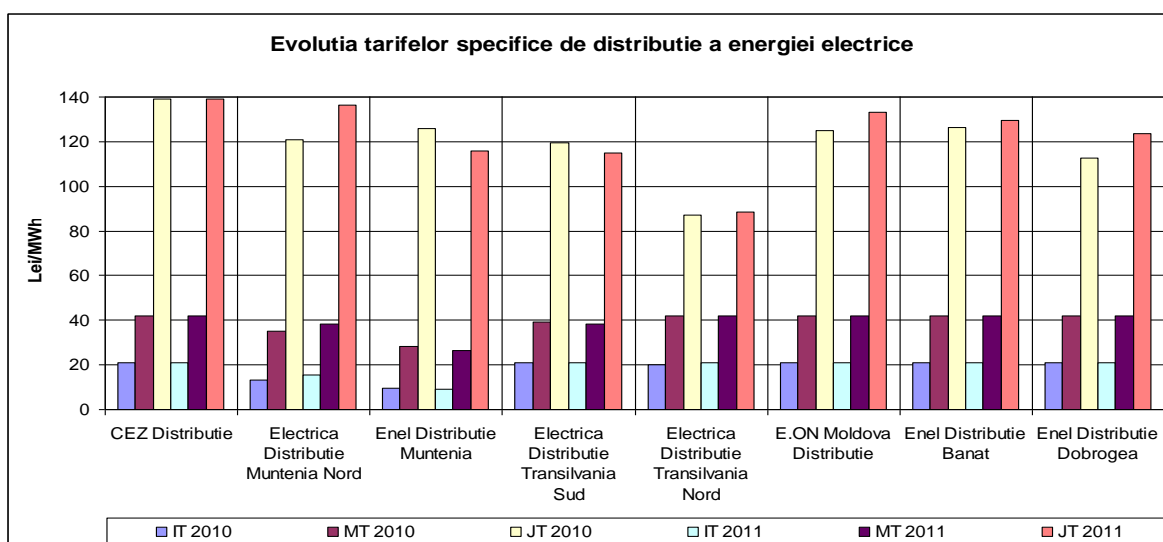


Figura 3.6

La nivelul anului 2011 a fost distribuită o cantitate de 42318 GWh energie electrică, în creștere cu circa 3,6% față de anul 2010, an în care s-a distribuit o cantitate de 40851 GWh.

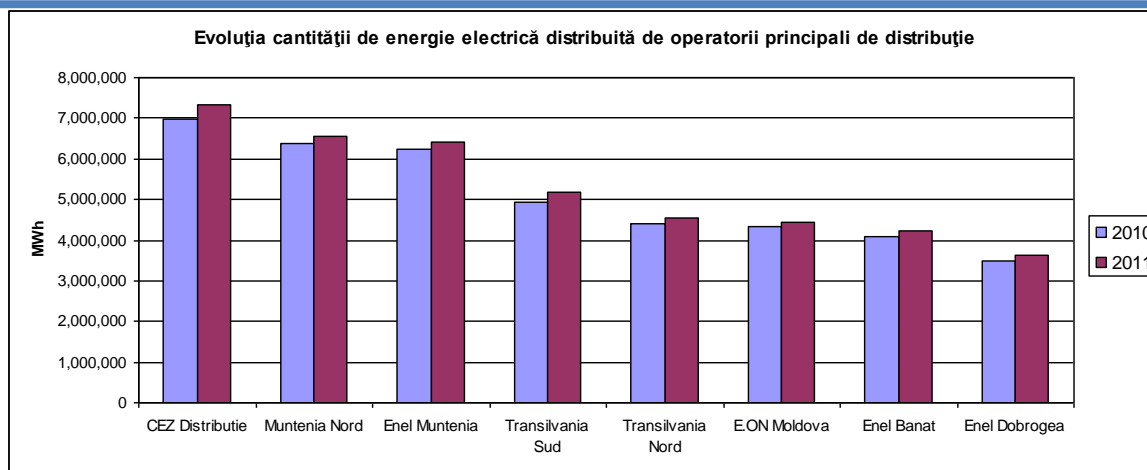


Figura 3.7

Ponderea energiei electrice distribuite în 2011 de operatorii principali de distribuție se regăsește în figura 3.8.

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%.

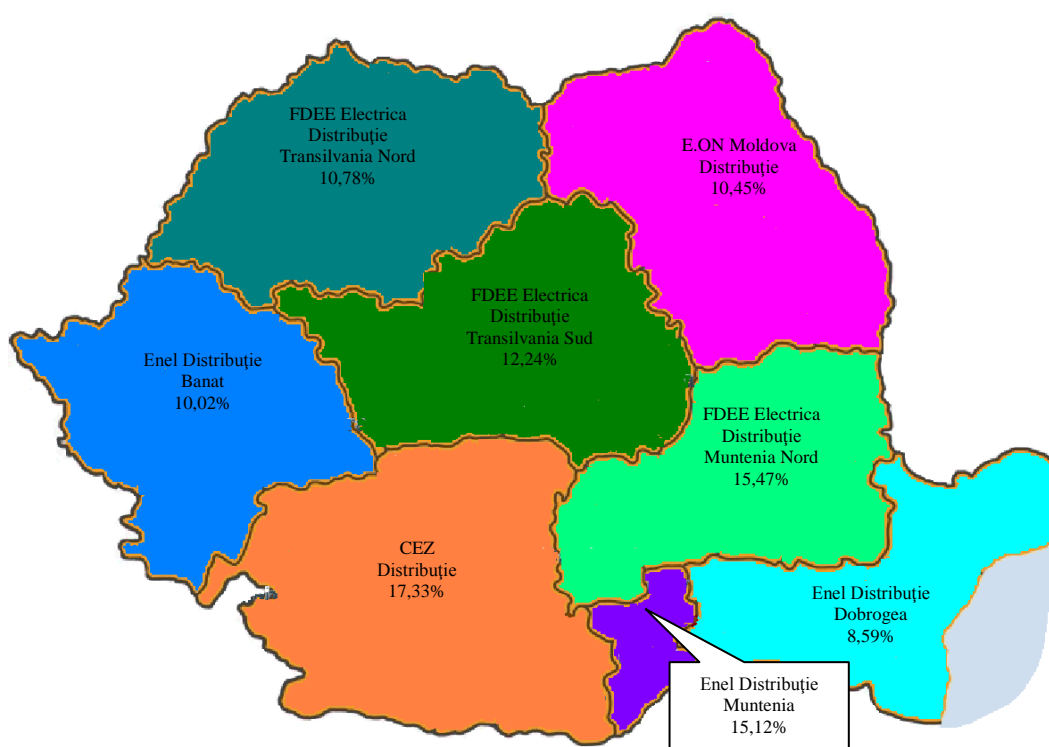


Figura 3.8

Activitatea desfășurată de operatorii principali de distribuție a energiei electrice este monitorizată lunar, conform Deciziei ANRE nr. 1136/2010 pentru aprobarea machetelor de

monitorizare a activității operatorilor principali de distribuție a energiei electrice și a ghidului de completare al machetelor.

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.

3.1.4. Aspecte transfrontaliere

Piața de alocare a capacității de transport pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine a funcționat și în 2011 la nivelul CN Transelectrica SA (OTS-ul român) conform mecanismelor de alocare coordonată prin licitații explicite (pe baza prețului congestiei), implementate prin acordurile bilaterale încheiate cu Ungaria și Bulgaria. Pe aceste două granițe se desfășoară licitații pentru toate orizonturile de timp prevăzute în Regulamentul (CE) 714/2009 (anual, lunar, zilnic și intra-zilnic). Pentru alocările zilnică și intra-zilnică se aplică principiul netuirii. Moneda de tranzacționare este euro.

Astfel, în conformitate cu Memorandumul încheiat pentru 2011 de CN Transelectrica SA cu OTS-ul ungar, MAVIR, capacitatea de transfer pe liniile de interconexiune pe granița cu Ungaria (import și export) a fost alocată bilateral coordonat în urma desfășurării licitațiilor anuale, lunare și intra-zilnice (organizate de CN Transelectrica SA pentru 100% din capacitate) și zilnice (organizate de MAVIR pentru întreaga capacitate de alocare).

De asemenea, conform memorandumului de înțelegere încheiat cu ESO-EAD pentru anul 2011, CN Transelectrica SA organizează licitații pentru alocarea zilnică și cea intra-zilnică pentru întreaga capacitate de interconexiune pe granița cu Bulgaria, iar OTS-ul bulgar organizează licitațiile pe termen lung.

Transparența tranzacțiilor pe interconexiuni este asigurată de CN Transelectrica SA prin publicarea de informații pe pagina de internet www.transelectrica.ro, cu următoarele precizări:

- începând cu luna martie 2011, CN Transelectrica SA a pus în funcțiune o nouă platformă de tranzacționare - DAMAS – unde se regăsesc informațiile privind licitațiile organizate de OTS și rezultatele acestora;
- rezultatele licitațiilor zilnice pe granița româno-ungară sunt preluate de pe site-ul MAVIR;
- rezultatele licitațiilor pe termen lung pe granița româno-bulgară sunt furnizate de ESO-EAD.

Pe granița cu Serbia, OTS-ul român organizează licitații anuale și lunare în care se alocă cota-parte corespunzătoare de 50% din capacitatea de schimb disponibilă. În plus, au fost demarate negocieri cu autoritățile sârbe, privind implementarea mecanismelor bilaterale coordonate.

ANRE a analizat în mod repetat prevederile acordurilor încheiate de OTS și a transmis puncte de vedere însoțite de solicitări concrete, în vederea asigurării respectării cadrului legal și de reglementare în vigoare.

Pe granița cu Ucraina, OTS-ul român organizează licitații anuale și lunare în care se alocă întreaga capacitate de interconexiune, utilizarea sa fiind condiționată, ca și până acum, de acordul scris al autorităților ucrainiene.

Pe granița cu Republica Moldova, cu care sistemul energetic național din România nu este interconectat sincron, schimburile de energie se realizează prin insulă pasivă de consum.

În ceea ce privește granițele cu Republica Moldova și Ucraina, ANRE a solicitat OTS-ului român să ia măsuri pentru încheierea de Acorduri de cooperare și cu operatorii de transport ai acestor țări vecine, care să stabilească în mod transparent modul în care se efectuează licitațiile explicite pentru alocarea ATC.

La nivelul CN Transelectrica SA nu este organizată o piață secundară de capacități, existând însă frecvent transferuri de capacități între participanți, în special în urma licitațiilor lunare, care însă trebuie anunțate conform prevederilor din Memorandum-uri.

Referitor la aspectele transfrontaliere, autoritatea de reglementare a fost implicată în activitatea grupului de lucru Piață regională organizat la nivel național și format din reprezentanți ai OTS, ai operatorului de piață, ministerului de resort și reglementatorului. În acest context au avut loc întâlniri bilaterale cu reprezentanții omologi din Bulgaria, Ungaria și Serbia pentru dezvoltarea proiectelor de alocare coordonată și cuplare de piețe.

Partenerii din **România și Bulgaria** au agreeat înființarea unui Grup de experți la nivel de ministere, autorități naționale de reglementare în domeniul energiei, OTS și Operatori ai piețelor de energie electrică, ca for de discuții și decizii în vederea stabilirii unui Plan de activități privind cuplarea piețelor de energie electrică din cele două țări.

Autoritățile de reglementare, OTS-urile, bursele de energie electrică și autoritățile de reglementare din **Republica Cehă, Slovacia și Ungaria** au semnat, în 2011, un Memorandum privind cuplarea piețelor de energie electrică, conform modelului și principiilor aplicate în regiunea North West Europe - NWE. În cadrul acestui proiect regional, partenerii au ajuns la un consens privind armonizarea principiilor de cuplare a piețelor și a aplicațiilor folosite cu cele din regiunea NWE (respectiv "Price Coupling of Regions - PCR" și COSMOS), model recunoscut ca punct de plecare al viitorului model european al Pieței Unice Europene a Energiei Electrice.

În data de 14 decembrie 2011, Comitetul Director al Proiectului de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia și Ungaria a aprobat Scrisoarea de Intenție prin care operatorul de transport și de sistem (CN Transelectrica SA), operatorul pieței de energie electrică (SC OPCOM SA) și autoritatea națională de reglementare în domeniul energiei (ANRE) din România au formalizat intenția de a adera la acest proiect, în conformitate cu prevederile „Memorandumului de înțelegere privind cooperarea destinată creării pieței interne de energie electrică europeană funcțională, interconectată și integrată” semnat de OTS (ČEPS, SEPS, MAVIR), bursele de energie electrică (OTE, OKTE, HUPX) și autoritățile naționale de reglementare (ERU, URSO, MEH) din Cehia, Slovacia și Ungaria.

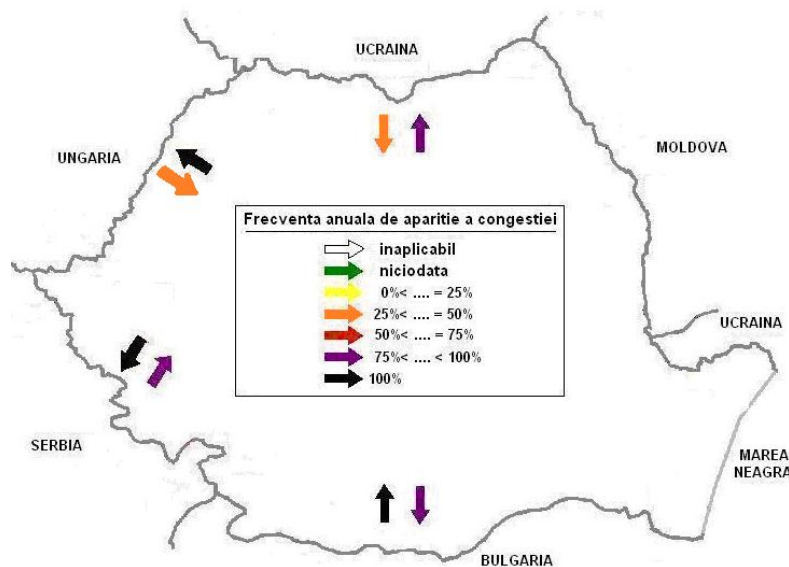
Demersul entităților române se încadrează în eforturile generale întreprinse la nivelul Statelor Membre ale Uniunii Europene ca urmare a deciziei Consiliului Uniunii Europene din februarie 2011 privind anul 2014 ca termen-limită pentru realizarea unei piețe de energie electrică pe deplin funcțională la nivel pan-european.

Situația alocărilor NTC pentru anul 2011 pe granițele României:

2011	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Numar zile congestie	365	119	294	365	362	317	319	161
Numar zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singura linie de interconexiune)	—	—	—	—	3	3	15	15
Frecvența anuală de apariție a congestiei (%)	100	33	81	100	100	88	91	46
Indice de severitate	5	2	4	5	5	4	4	2

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

Reprezentarea indicelui de severitate a congestiei la **alocarea lunară** pe fiecare graniță și direcție de schimb pentru anul 2011 este prezentată în figura de mai jos:



Observații la export:

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Serbia și Ungaria (100%);
- granițele cu Bulgaria și Ucraina raportate la nivelul întregului an 2011 au avut valori de 81%, respectiv 91%;

Observații la import :

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Bulgaria și Serbia (88-100%);
- cea mai puțin congestionată a fost graniță cu Ungaria (33%)

Cea mai mare valoare (100%) a frecvenței anuale de apariție a congestiei pe anul 2011 a fost atinsă pe direcția export spre Ungaria și Serbia și pe direcția import dinspre Bulgaria.

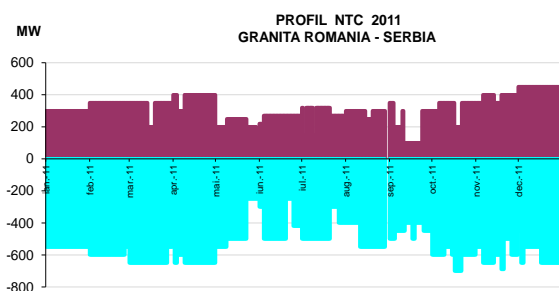
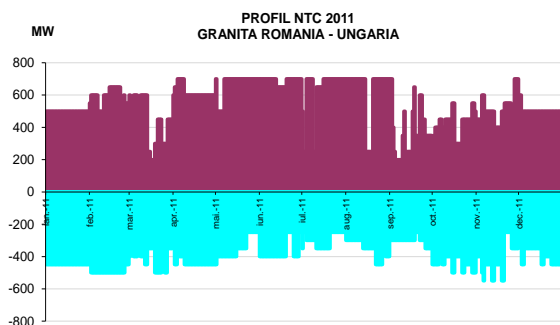
Frecvența de apariție a congestiilor la alocarea zilnică este prezentată în următorul tabel:

Direcția	RO-HU (RO export)	HU-RO (RO import)	RO-BG (RO export)	BG-RO (RO import)
Frecvența de apariție la alocarea zilnică	75	22	0	44

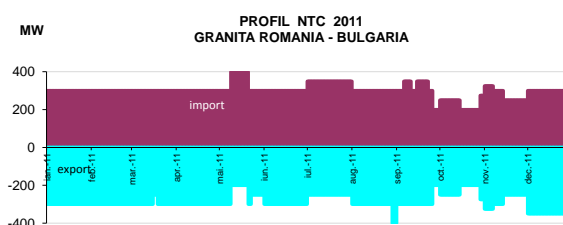
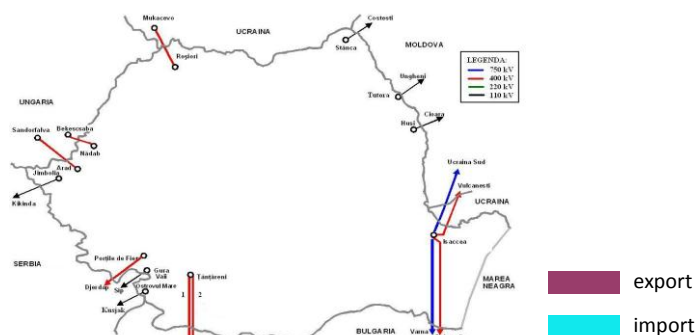
În anul 2011, pe granițele cu Ungaria și Bulgaria la alocările comune intra-zilnice nu s-au înregistrat congestii.

Graficele următoare prezintă profilele capacităților nete de transfer lunare pe granițe pentru anul 2011:

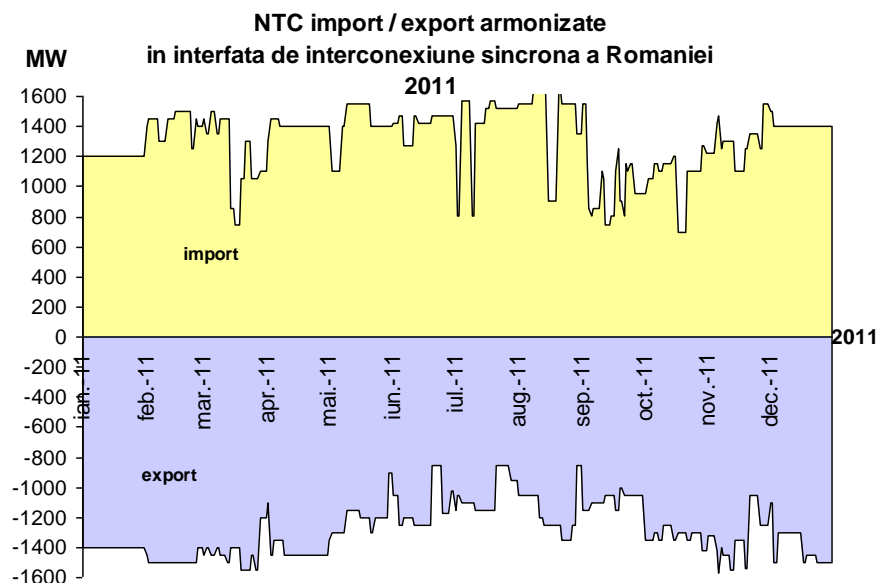
PROFILUL VALORILOR NTC 2011 PE GRANITELE ROMANIEI



MW PROFIL NTC 2011 GRANITA ROMANIA - UCRAINA



Valorile NTC ferme calculate și convenite pe fiecare graniță sunt agregate în interfața de interconexiune a României. În anul 2011 pentru întreaga interfață a României s-au obținut următoarele valori NTC ferme pe ambele direcții de schimb:



Valorile NTC maxime au prezentat o creștere în 2011 față de 2010 datorită următorilor factori:

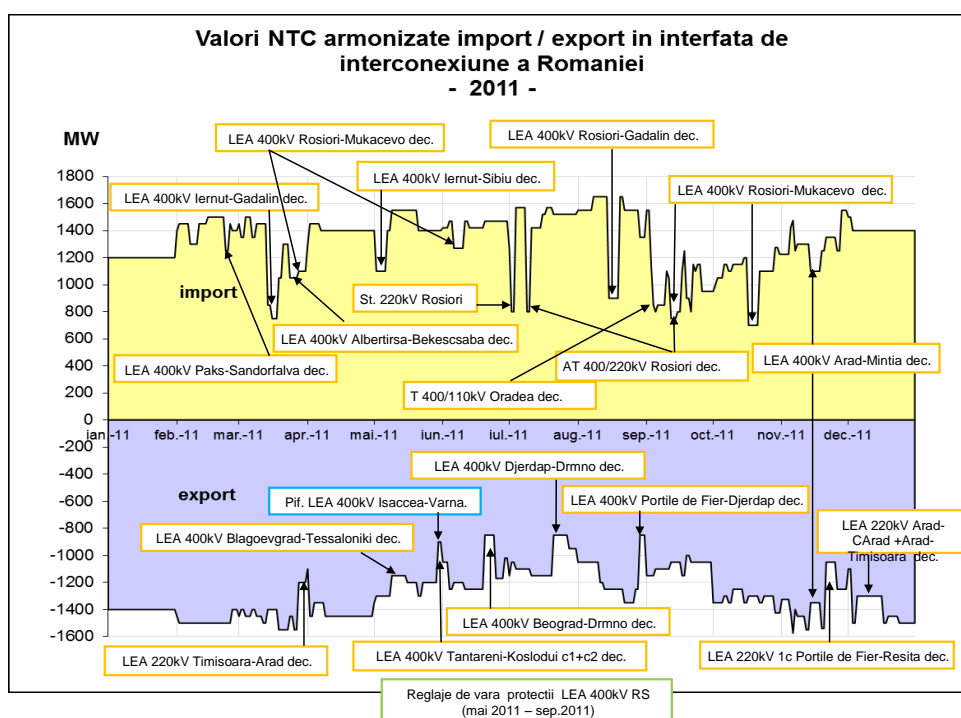
- menținerea unor reglaje de vară mari ale protecțiilor pe LEA 400kV Djerdap-Bor-Nis (1740A), determinând menținerea creșterii NTC de export în interfața SEN în perioada de vară;
- finalizarea lucrărilor de rețehnologizare în stația Gadalin în decembrie 2010, determinând creșterea NTC de import în interfața SEN și în particular pe granițele cu Ungaria și Ucraina;

- creșterea producției eoliene instalate în zona Dobrogea, determinând o mai bună utilizare a LEA de interconexiune cu Bulgaria;
- punerea în funcțiune a LEA 400kV Isaccea-Varna în iunie 2011, cu efect pozitiv asupra NTC de export și import, în special pe granița cu Bulgaria;
- funcționarea Turciei conectată la rețeaua interconectată continentală, determinând o redistribuire a circulațiilor pe granițe și o mai bună utilizare a LEA de interconexiune Isaccea-Bulgaria, cu efect pozitiv asupra NTC de export;
- recesiunea economica determinând reducerea schimburilor în interconexiune, reducerea circulațiilor paralele generate în rețeaua SEN, redistribuirea circulațiilor pe granițe și o mai bună utilizare a LEA de interconexiune cu Ungaria, cu efect pozitiv (dar temporar) asupra NTC de export și import.

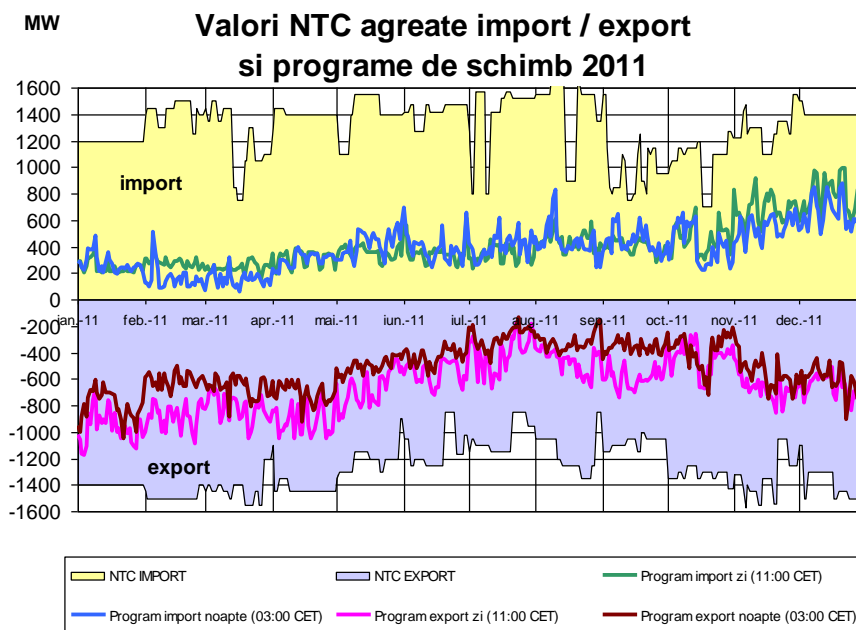
Față de valorile NTC maxime indicative negarantate, în anul 2011, valorile capacităților nete de transfer lunare ferme s-au redus din mai multe cauze:

- chiar dacă se alocă capacități pe toate granițele SEN, schimburile pot fi în realitate direcționate spre o singură zonă de destinație, inclusiv prin alocări succesive pe mai multe granițe, ceea ce a dus în practică la solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN, determinând reducerea valorilor lunare;
- desfășurarea de programe de retrageri simultane pe linii de interconexiune și linii interne din sistemele interconectate poate determina congestii în interfața României, interfața partenerilor sau în interiorul sistemelor;
- nivele de producție în anumite centrale și zone au redus valorile NTC, în special în corelare cu programele de retrageri din exploatare;
- trecerea de la reglaje de iarnă la reglaje de vară ale protecțiilor (treapta de suprasarcină) în SE Serbia și reducerea încărcării maxime admisibile a liniilor a dus la reducerea capacității în interfața sârbă și în interfața română, dar efectul a fost mai puțin semnificativ datorită menținerii reglajelor de vara mai ridicate pe anumite LEA 400kV din SE interconectat.

În figura de mai jos se pot observa profilele capacităților nete de transfer globale lunare de export și de import în anul 2011 și factorii care determină reducerea valorilor de export și import (reglaje de protecții de vara, programe de retrageri):



Gradul de utilizare a capacităților disponibile:



Capacitățile de schimb de energie cu alte sisteme, cu care SEN nu este interconectat sincron, prin realizarea unor insule pasive de consum, au fost limitate de posibilitățile tehnice de conectare ale rețelei României de rețelele Ucrainei și Moldovei, la următoarele valori:

- LEA 400 kV Isaccea – Vulkanesti – 360/200 MW – import/export;
- LEA 110 kV Stanca – Costesti - 50/50 MW – import/export;
- LEA 110 kV Tutora – Ungheni - 0/50 MW – import/export;
- LEA 110 kV Cioara – Husi - 50/50 MW – import/export.

3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene, rezolvarea disputelor

Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) are rolul de a reglementa, monitoriza și controla funcționarea sectorului energiei și piețelor energiei electrice și gazelor naturale în condiții de concurență, transparență, eficiență și protecție a consumatorilor, precum și de a implementa și monitoriza măsurile de eficiență energetică la nivel național și de a promova utilizarea la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie.

Ca instituție publică autonomă de interes național, cu personalitate juridică, în subordinea primului ministru, ANRE își desfășoară activitatea în baza competențelor stabilite de: Legea nr. 13/2007 privind energia electrică cu modificările și completările ulterioare, de Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, de Ordonanța Guvernului nr. 22/2008 privind eficiența energetică și promovarea la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie, precum și a Regulamentului de organizare și funcționare, aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 1428 / 2009.

Din punct de vedere instituțional, atribuțiile și competențele ANRE sunt clar definite în legislația primară.

Ordinele și deciziile emise de președintele ANRE în exercitarea atribuțiilor sale pot fi atacate în contencios administrativ la Curtea de Apel București, în termen de 60 de zile de la data publicării lor în Monitorul Oficial al României, Partea I, respectiv de la data la care au fost

notificate părților interesate. Ordinele și deciziile sunt obligatorii pentru părți până la pronunțarea unei hotărâri judecătorești definitive și irevocabile.

ANRE publică rapoarte anuale asupra activității proprii și rezultatelor activității de monitorizare desfășurate conform legii.

În conformitate cu prevederile legale, ANRE are dreptul:

- de a efectua controale cu privire la modul de respectare de către operatorii economici a prevederilor legislației secundare și a legislației europene direct aplicabile,
- de a aplica sancțiuni în cazul constatării de infracțiuni și contravenții,
- de a solicita toate informațiile și documentele necesare pentru îndeplinirea atribuțiilor sale legale de la operatorii economici din domeniul său de activitate, inclusiv evidențele contabile ale acestora, justificări pentru orice refuz de a acorda acces terților la rețea, precum și orice informații privind măsurile necesare pentru întărirea rețelei sau în legătură cu soluționarea unor plângeri.

În îndeplinirea atribuțiilor sale, ANRE colaborează cu Consiliul Concurenței, cu Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor, cu ministerele și cu alte organe de specialitate ale administrației publice centrale sau locale interesate, cu asociațiile consumatorilor de energie electrică și de gaze naturale, cu operatorii economici specializați care prestează servicii pentru sector, cu asociațiile profesionale din domeniul energiei și cu asociațiile patronale și sindicale, cu autorități de reglementare din alte state. În conformitate cu prevederile legislației în vigoare, ANRE este obligată să sesizeze Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori constată nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență sau transparență.

ANRE stabilește, în condițiile legii, procedura de soluționare pe cale administrativ-jurisdicțională a neînțelegerilor precontractuale din sectorul energiei electrice și soluționează neînțelegerile legate de încheierea contractelor dintre operatorii economici din sectorul energiei electrice și termice, a contractelor de furnizare a energiei electrice și termice, a contractelor de racordare la rețea și a celor de vânzare-cumpărare a energiei termice produse în cogenerare, precum și neînțelegerile apărute la încheierea actelor adiționale prin care se preiau prevederi ca urmare a apariției unor modificări legislative. De asemenea mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, conform procedurilor proprii. Tot ANRE soluționează, în condițiile legii, pe cale administrativ-jurisdicțională plângerile împotriva operatorului de transport și de sistem și a operatorilor de distribuție referitoare la obligațiile care le revin potrivit dispozițiilor legii.

Ca urmare a aprobării în luna iunie 2012 a Legii nr. 123/2012, competențele și atribuțiile ANRE în domeniul rezolvării disputelor s-au completat. Astfel, se înființează Comisia de soluționare a disputelor, ca organism care soluționează disputele pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică. Comisia este formată din 5 membri, care sunt numiți prin decizie a președintelui ANRE pe o perioadă de 3 ani, dintre specialiștii ANRE cu vechime de cel puțin 8 ani în sectorul energiei electrice și își desfășoară activitatea pe baza unui regulament de organizare și funcționare, aprobat prin decizie a președintelui ANRE, după consultare publică.

Prin preluarea prevederilor art. **35, 36 și 37** 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, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 211 din 14 august 2009 și ale prevederilor art. **39, 40 și 41** din Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind

normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE, publicată în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 211 din 14 august 2009, ANRE își va relua statutul de independență și autonomie, astfel:

1. ANRE se va organiza și funcționa ca autoritate administrativă autonomă, cu personalitate juridică și patrimoniu propriu care prezintă rapoarte anuale privind îndeplinirea atribuțiilor și competențelor stabilite de lege Parlamentului, Guvernului și Președintelui României, Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene,
2. Finanțarea cheltuielilor curente și de capital se va asigura integral din venituri proprii,
3. ANRE va fi condusă de un președinte și doi vicepreședinți, iar pentru aprobarea reglementărilor se va constitui un comitet de reglementare format din președinte, doi vicepreședinți și încă 4 reglementatori; membrii comitetului de reglementare vor fi numiți de Parlamentul României, iar mandatul acestora poate fi reînnoit o singură dată.

De asemenea atribuțiile și competențele vor fi completate referitor la:

- respectarea și punerea în aplicare a deciziilor relevante, cu forță juridică obligatorie ale Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei – ACER și Comisiei Europene,
- rezolvarea divergențelor dintre operatorul de transport și sistem și proprietarul rețelei de transport, în baza unei proceduri proprii,
- procedura de desfășurare a investigațiilor.

3.2. Promovarea concurenței

3.2.1. Piața angro de energie electrică

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. În anul 2011 a continuat seria de investiții începute în anii precedenți în noi capacități de producere a energiei electrice regenerabile, în special în cele din surse eoliene. **Capacitatea maximă netă de producție din surse regenerabile** la sfârșitul anului 2011 (altele decât cele hidroenergetice) a fost de **1031 MW** și a inclus centrale eoliene (1006 MW, dublă față de cea a anului trecut și cu 50% mai mare decât cea prognozată), centrale pe biomasă (24 MW) și centrale fotovoltaice (0,869 MW).

În anul 2011, **producția netă totală de energie electrică** la nivelul sistemului energetic național, cumulată pe toate resursele de energie a fost de cca. **56968 GWh**, în timp ce **energia electrică livrată în rețele de producătorii de energie dispecerizabili** a ajuns la **55642 GWh**.

Din punct de vedere al surselor primare de producere a energiei electrice, anul 2011 a fost caracterizat de predominanța resurselor clasice, peste 50% fiind asigurate din combustibil solid, lichid și gaz. La acoperirea necesarului de energie electrică au mai contribuit sursa nucleară cu cca. 18% în timp ce sursele regenerabile au deținut 28% (hidro), 2% (eoliană) și 1% (biomasă) din structura energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile și nedispecerizabile.

Anul 2011 a fost caracterizat de o perioadă de secetă majoră, începând chiar din primele luni ale anului. România s-a confruntat cu un deficit hidrologic sever care a afectat râurile interioare și fluviul Dunărea cu consecințe grave în reducerea rezervelor de apă din principalele lacuri de acumulare (cele mai mici rezerve din ultimii 5 ani în perioadele mai-iunie și noiembrie-decembrie) și, implicit, a producției de energie electrică din surse hidroelectrice. Cel mai important producător din surse hidroenergetice, Hidroelectrica, a activat clauza de forță majoră în cadrul contractelor comerciale de vânzare a energiei electrice aflate în derulare, astfel încât să poată reduce livrările de energie, proporțional cu reducerea producției cauzate de seceta severă. Producția sa totală de energie în 2011 (produsă în centralele hidroelectrice Porțile de Fier I și II, în amenajările hidro de pe firul apei, în centralele hidroelectrice cu acumulare și în microhidrocentralele proprii) a scăzut cu 25% față de cea corespunzătoare anului 2010. Totuși, din punct de vedere al energiei electrice produse, Hidroelectrica a produs, în anul 2011, cea mai mare cantitate de energie de 14,7 TWh, urmată de producătorul Nuclearelectrica cu o cantitate de 11,7 TWh. Clasamentul este completat de producătorii termo în număr de 8, care împreună au produs o cantitate anuală de 28,8 TWh. Se precizează că au fost considerați doar producătorii cu unități dispecerizabile (care fac obiectul monitorizării pieței din punct de vedere al activității pe piața angro de către autoritatea de reglementare).

Piața angro de energie electrică din România cuprinde totalitatea tranzacțiilor de vânzare și cumpărare a energiei desfășurate între participanți, cu excepția celor către consumatorii finali de energie.

În figura 3.9 este prezentată evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe principalele componente ale pieței angro de energie electrică în perioada 2006-2011 comparativ cu consumul intern.

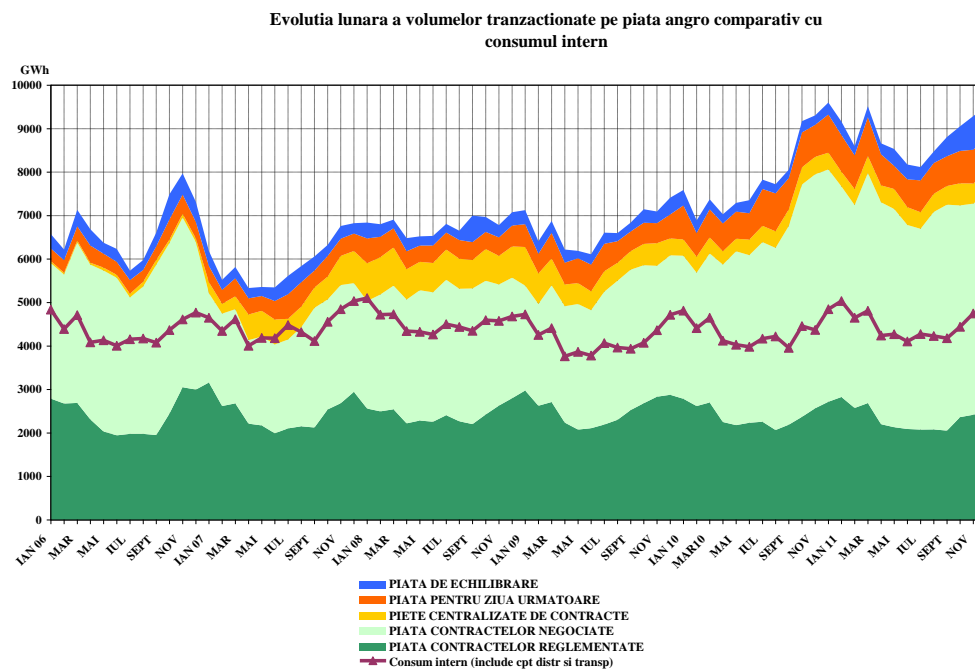


Figura 3.9

În tabelul 3.1 sunt evidențiate componentele pieței angro de energie în anul 2011 și dinamica volumelor de energie electrică tranzacționate pe fiecare dintre acestea, comparativ cu anul 2010.

Tabel nr. 3.1

Componente piața angro de energie electrică	Volum tranzacționat – 2011 - (GWh)	Evoluția față de anul 2010 (%)
Piața contractelor bilaterale negociate direct	59147	▲ 17,8
Export	2942	▼ 23,7
Piața contractelor bilaterale reglementate	28021	▼ 3,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB+PCCB-NC)	5031	▲ 14,7
Piața pentru Ziua Următoare (PZU)	8870	▲ 2,0
Piața intrazilnică (PI)	4,5	N/A
Piața de Echilibrare (PE)	4837	▲ 63,1

Ca și în anii trecuți, în anul 2011 predominantă pe ansamblul pieței angro a fost **tranzacționarea pe contracte bilaterale negociate** (încheiate prin negociere directă sau pe platforme de brokeraj) și **reglementate** (cu cantități și prețuri aprobate de autoritatea de reglementare), al căror volum a reprezentat pe ansamblu cca. 162% din consumul intern al țării, în creștere față de anul 2010.

În condițiile creșterii cu cca. 3% a consumului intern, cantitățile vehiculate succesiv între furnizorii de energie electrică de pe piața angro pe contracte negociate au crescut cu 26% față

de 2010, această posibilitate fiind determinată și de existența unor marje suficiente permise de unele dintre prețurile de achiziție inițiale. Dacă în 2010 volumele cumpărate și revândute de furnizorii de energie electrică au reprezentat 65% din consumul intern, în anul 2011 acestea au constituit cca. 80% din consumul intern 2011. Având în vedere faptul că acestea reprezintă contracte încheiate direct, în afara piețelor centralizate de contracte atribuite prin licitație, evoluția menționată reprezintă un motiv de îngrijorare cu privire la gradul de transparență și eficiența pieței de energie electrică, precum și în ceea ce privește modul în care se reflectă în prețul aplicat consumatorului final.

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

Interesul pentru tranzacțiile desfășurate în mod transparent este demonstrat și de creșterea cu 20% față de anul 2010 a numărului de participanți înscriși la PZU. Dintre aceștia, cel puțin 97 au transmis cel puțin o ofertă, reprezentând 80% rată de interes raportat la numărul participanților înscriși. Tranzacțiile orare pe această piață au variat în intervalul 370-1696 MWh/h, valoarea maximă a intervalului reprezentând un maxim absolut pentru orizontul de timp 2005-2011. **Cu un volum total la nivelul anului 2011 de 8870 GWh, tranzacțiile pe PZU au reprezentat cca. 16,5% din consumul intern** (calculat ca diferență între energia livrată în rețele și soldul dintre export și import).

Un număr de 48 dintre cei 93 participanți înregistrați la **PCCB** (modalitatea de tranzacționare prin licitație a pieței centralizate de contracte) și-a manifestat interesul pentru utilizarea produselor oferite de această piață. În urma inițierii unui număr de 260 de oferte, **cantitatea tranzacționată în anul 2011 pentru livrare în 2011 și 2012 a totalizat 5,6 TWh**, din care livrări pentru 2012 în volum de 4,5 TWh. Tranzacțiile cu livrare pe termen scurt și mediu (prin modalitatea de tranzacționare cu negociere continuă – **PCCB-NC**) s-au intensificat, ajungându-se la 2798 contracte standard cu termene de livrare de o săptămână, o lună, un trimestru, însumând un volum de **0,456 TWh**.

Începând cu 25 iulie 2011 portofoliul de produse pe termen scurt a fost îmbunătățit prin apariția **pieței intrazilnice de energie electrică (PI)**, ce urmează a fi dezvoltată etapizat, pe baza unui plan de acțiune aprobat de către ANRE. Planul de acțiune prevede dezvoltarea pieței intra-zilnice pe parcursul a patru etape de implementare, prima dintre acestea devenind funcțională odată cu aprobarea Ordinului ANRE nr. 32/2011.

Introducerea pe piața de energie electrică din România a acestui nou mecanism de tranzacționare permite participanților la piață o echilibrare a portofoliului mai aproape de momentul livrării. Aceasta va contribui la reducerea dezechilibrelor, chiar dacă pentru început implementarea mecanismului se realizează în variantă simplificată, constând în deschiderea unei singure sesiuni de tranzacționare imediat după închiderea sesiunii de tranzacționare din PZU.

Componenta reglementată a pieței angro a funcționat și în anul 2011, în scopul alimentării la tarife reglementate a consumatorilor casnici și a consumatorilor necasnici care nu au uzat de dreptul de a-și alege furnizorul de energie electrică, precum și pentru acoperirea pierderilor în rețelele de transport și distribuție - cpt (inclusiv contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători). Din totalul tranzacțiilor pe piața reglementată producătorii termo au acoperit cca 54% (cca. 12% pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție și cca. 3% pentru consumul propriu tehnologic al rețelei de transport), producătorul

nuclear cca 24% (cca 5% pentru cpt distribuție), iar cel hidro cca 14% (2% pentru cpt distribuție). Diferența de 8% au constituit-o contractele la prețuri reglementate de întraajutorare între producători (indiferent de combustibil).

Anul 2011 a fost caracterizat de un **sold exportator** în ciuda situației dificile în care s-a aflat sistemul energetic din cauza secetei prelungite și dificultăților hidrologice. Astfel, conform raportărilor participanților la piață, **cantitatea totală exportată a fost de 2,9 TWh**, iar cea **importată de 1 TWh** (valorile nu includ tranzitele și sunt exprimate în ore RO). Conform raportărilor operatorului de transport și sistem, fluxurile fizice totale pe sensul de import (ore CET) au fost de 2,9 TWh și cele pe sensul de export, de 4,8 TWh, soldul exportator fiind același.

Piața de echilibrare este o componentă obligatorie a pieței angro prin intermediul căreia se stabilește un echilibru între cererea și producția de energie electrică pe baze comerciale, în timp real.

La sfârșitul anului 2011, pe piața de echilibrare operau 19 producători cu un total de 137 unități dispecerizabile și erau înregistrate 126 PRE.

Volumul total tranzacționat pe piața de echilibrare în anul 2011 a crescut cu 63,1% față cel din anul 2010, iar valorile lunare s-au situat constant sub cele tranzacționate pe PZU. *Figura 3.10* evidențiază relaționarea dintre cele două piețe de la începutul existenței modelului actual de piață.

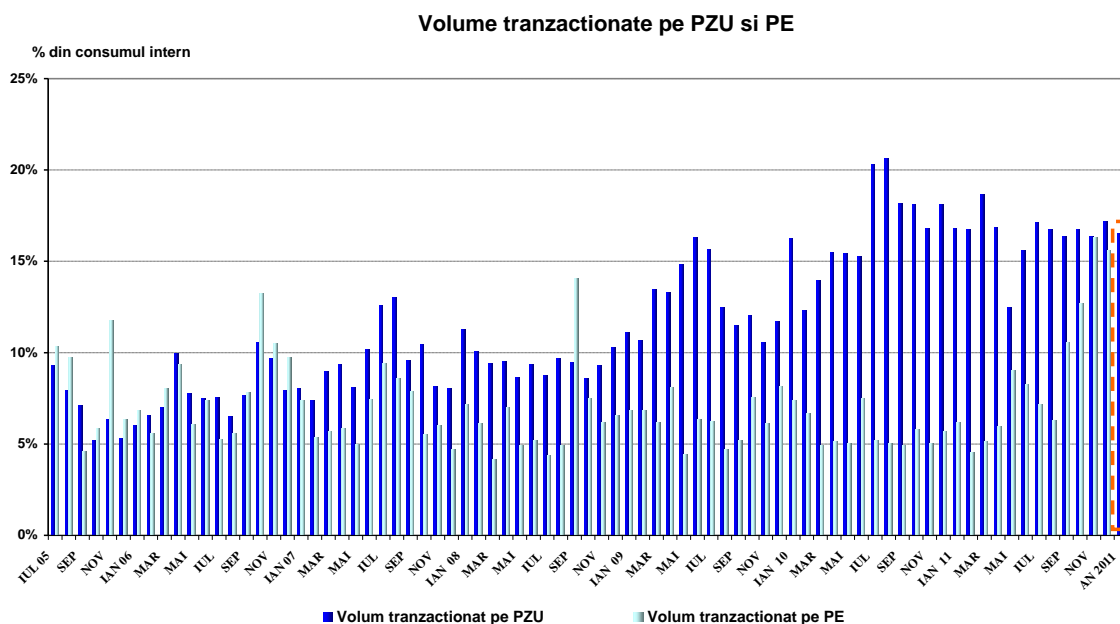


Figura 3.10

Piața de servicii tehnologice de sistem (STS), o piață mixtă cu o componentă reglementată și una concurențială, funcționează pentru asigurarea rezervelor 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 de reglaj se realizează, de regulă, prin contracte reglementate, încheiate între producătorii calificați pentru acest tip de serviciu și CN Transelectrica SA (operatorul de transport și sistem), pentru cea mai mare parte din cantitatea

necesară; restul este asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma organizării de licitații de către OTS.

În timp ce necesarul pentru rezerva de reglaj secundar a fost acoperit 100% prin contracte reglementate, în anul 2011, pentru acoperirea într-o măsură cât mai mare a necesarului de rezerve pentru reglaj terțiar, pe lângă contractele reglementate, cu cantități aprobate prin decizii ale ANRE, au fost organizate și licitații. Cantitățile obținute în urma licitațiilor au reprezentat cca. 15% din totalul celor destinate rezervei de reglaj terțiar (rapid și lent).

Tarifele reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem pentru 2011 au rămas la nivelul celor din 2009, fiind unice pentru toți furnizorii de STS calificați. Prețurile rezultate în urma licitațiilor organizate pentru rezerva de reglaj terțiar rapid au fost mai mari decât cele reglementate, în timp ce, pentru rezerva de reglaj terțiar lent situația s-a inversat. Pe parcursul anului au avut loc unele cedări de obligații contractuale pentru rezervele de reglaj terțiar rapid și lent între respectivii furnizori de STS, în vederea îndeplinirii cantităților contractate.

Tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice nu a fost modificat în 2011, rămânând la valoarea de 18,77 lei/MWh, singurul modificat fiind tariful pentru serviciul de sistem (începând cu 1 aprilie 2011), de la 20,75 lei/MWh la 10,21 lei/MWh, ca efect al apariției schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă. Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii principali de distribuție au rămas neschimbate pe parcursul anului 2011.

În urma demersurilor susținute ale ANRE referitoare la necesitatea raportării complete către autoritatea competentă a tuturor datelor de producție și tranzacționare solicitate în baza *Metodologiei de monitorizare a pieței angro*, începând cu luna ianuarie 2011, toți participanții la piața angro (producători, furnizori, operatori de rețea) care au fost monitorizați de ANRE s-au conformat prevederilor din legislația secundară în domeniu. În acest fel, datele agregate publicate de ANRE și analizele interne referitoare la prețurile medii pe categorii de contracte și participanți au oferit o imagine reală privind prețurile medii ale pieței angro la un anumit moment dat, fiind eliminate distorsiunile determinate de lipsa unora dintre ele.

Se fac următoarele precizări:

- 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;
- 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 2011 față de 2010, indică **o creștere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte cu excepția contractelor reglementate al căror preț mediu anual a scăzut ușor, scăderea fiind însă nesemnificativă**. Evoluția prețurilor din 2011 pe piața angro a fost caracterizată de creșterea foarte mare a prețului mediu de pe PZU față de anul 2010, cu un maxim mediu lunar de 273 lei/MWh în noiembrie 2011.

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2011 față de 2010, indică următoarele:

- o creștere a prețurilor medii anuale pe toate tipurile de contracte, cu excepția contractelor reglementate, al căror preț mediu anual a scăzut ușor;
- creșterea foarte mare a prețului mediu de pe PZU față de anul 2010, cu un maxim mediu lunar de 273 lei/MWh, în noiembrie 2011;

- prețul mediu pe contractele negociate direct (cu prețuri pe contracte variind în intervalul 138-410 lei/MWh) l-a depășit cu 3,5% pe cel al PCC (cu tranzacții încheiate la prețuri de atribuire situate în gama 143-252 lei/MWh);
- prețul la export a tins către 200 lei/MWh, în special pe seama prețurilor mari practicate de furnizorii de energie electrică. Prețul mediu pe contractele de export ale furnizorilor au fost cu 58% mai mari față de cele practicate de Hidroelectrică, singurul producător care exportă.

Prețul mediu de achiziție a energiei electrice pe care furnizorii implicați au achiziționat-o de pe piața angro (reglementată și concurențială) pentru acoperirea necesarului de energie al consumatorilor alimentați în regim reglementat a fost de 159,69 lei/MWh, în timp ce pentru operatorii de distribuție, acest preț mediu a fost de 174,40 lei/MWh.

Prețuri medii pe componente ale pieței angro	2011 - lei/MWh -	2010 - lei/MWh -	Evoluție 2011 față de 2010 - % -
Piața contracte bilaterale negociate direct	177,88	158,89	▲ 12,0
Export	192,78	170,90	▲ 12,8
Piața contracte bilaterale reglementate	164,29	166,35	▼ 1,2
Piața centralizată a contractelor bilaterale	171,78	157,01	▲ 9,4
Piața pentru Ziua Următoare*	221,20	153,39	▲ 44,2
Piața intrazilnică**	281,71	-	-
Piața de Echilibrare	283,13	232,20	▲ 22,0

* prețul mediu anual publicat de SC Opcom SA și calculat ca medie aritmetică simplă

** prețul mediu anual calculat pe baza valorii tranzacționate anuale și a volumului total tranzacționat publicate de SC Opcom SA

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

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 **147,22 lei/MWh** pentru vânzarea negociată la furnizorii concurențiali, **135,98 lei/MWh** la export și **205,2 lei/MWh** la alți producători.

Pentru livrările pe contractele încheiate pe **pieța centralizată de contracte** de către producători au rezultat prețuri medii de cca. **171,28 lei/MWh** pentru vânzarea la furnizorii concurențiali și cca **170,73 lei/MWh** pentru vânzările către alți producători.

Prețul mediu de vânzare al producătorilor pe PZU a fost de cca **225 lei/MWh**, în timp ce pe contractele de **export** a fost de doar **135,98 lei/MWh**. Din cauza condițiilor hidrologice deosebit de severe, producătorii termo au obținut venituri mari din vânzarea pe PZU, prețul mediu realizat de producători în 2011 fiind cu 44% mai mare față de cel din anul precedent.

Prețurile medii de vânzare realizate de furnizori pe piața concurențială în 2011 (inclusiv componenta TG a tarifului de transport) au fost de **185,93 lei/MWh** pentru vânzările negociate către alți furnizori, **214,64 lei/MWh** la export, **193,25 lei/MWh** pe contracte negociate către producători și de **257,11 lei/MWh** către consumatorii finali, cu precizarea că acest ultim preț include toate costurile de rețea (transport, distribuție, servicii de sistem).

Prețul mediu ponderat al livrărilor din 2011 pe contractele de pe piața centralizată a contractelor bilaterale (pe cele două modalități de tranzacționare PCCB și PCCB-NC) a fost de **171,78 lei/MWh**, în creștere cu cca 9% față de media similară din 2010 și cu cca. 22% mai mic decât prețul mediu anual pe PZU din 2011.

Pentru energia tranzacționată în anul 2011 pe contractele încheiate pe PCCB, conform datelor transmise de operatorul pieței respective, prețul mediu pe contracte de livrare tip bază a fost de 218,94 lei/MWh, respectiv 51,01 euro/MWh, în timp ce pentru contractele de livrare la vârf, prețul mediu de tranzacționare a fost 210,04 lei/MWh, respectiv 50,16 EUR/MWh. În ceea ce privește modalitatea de tranzacționare prin negociere continuă, PCCB-NC, prețul mediu ponderat în 2011 pe contractele cu livrare în bază a fost de 225,88 lei/MWh, respectiv 52,93 EUR/MWh.

În 2011, prețul mediu de închidere a PZU a crescut cu cca. 44,1% față de media anului 2010. În figura 3.11 este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2011.

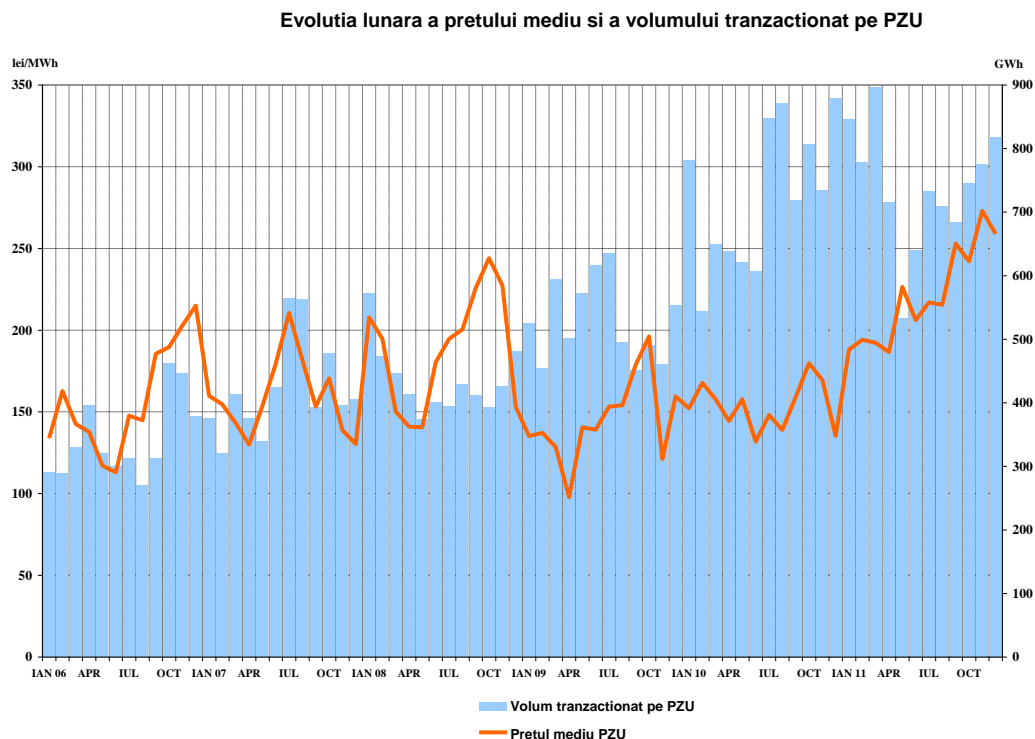


Figura 3.11

Variațiile 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 2010. Minimul perioadei a fost atins în luna aprilie 2011 (cca. 186,55 lei/MWh), în timp ce maximum -în luna noiembrie (cca. 273 lei/MWh).

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

Conform datelor raportate de operatorul pieței, **prețul mediu anual pe PZU** (calculat ca medie aritmetică simplă a prețurilor în bază din toate intervalele orare), a fost de **221,20 lei/MWh**, respectiv **52,13 EUR/MWh** pentru energia în bază, în timp ce prețul mediu la vârf înregistrat în 2011 a fost de 244,28 lei/MWh, respectiv 57,52 EUR/MWh.

Din comparația prețului de închidere a PZU organizată de OPCOM cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2011, 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.

Piața de echilibrare a fost caracterizată în anul 2011 de valori medii ale prețurilor de decontare de 283,13 lei/MWh ca preț mediu de deficit (cu cca 22% mai mare decât cel înregistrat în anul 2010) și de 58 lei/MWh ca preț mediu de excedent (cu cca 47% mai mare comparativ cu 2010). În *figura 3.12* este prezentată evoluția comparativă a prețurilor medii lunare de pe piața de echilibrare cu cele ale PZU, de la începutul actualei organizări a pieței angro până la sfârșitul anului 2011.

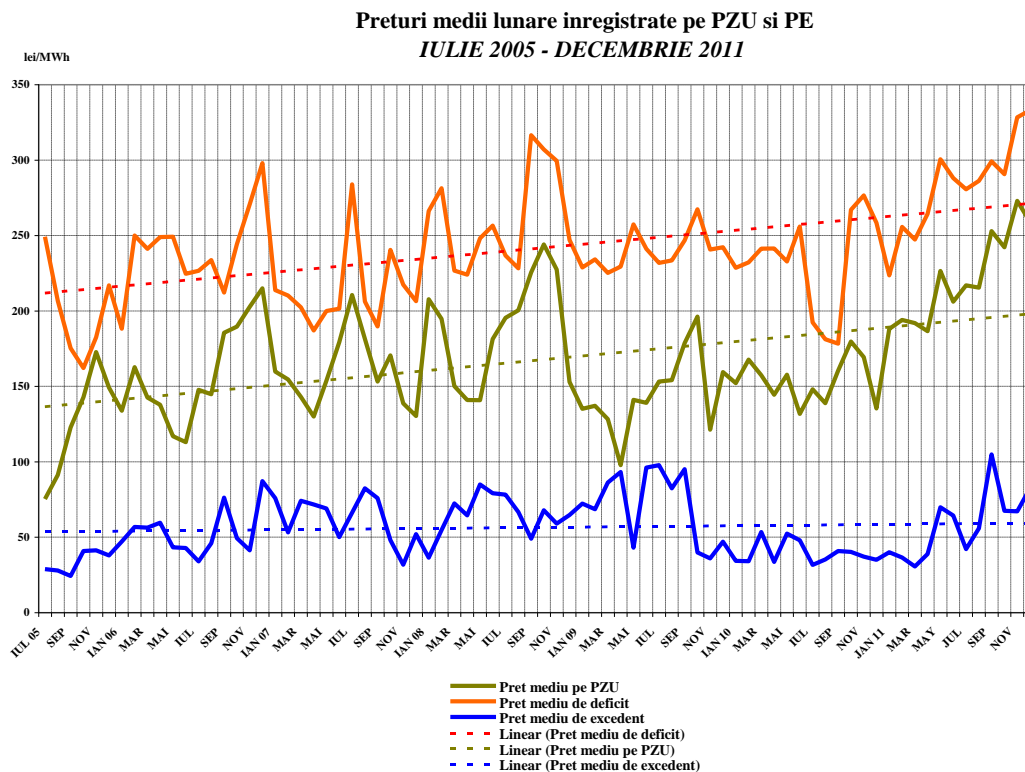


Figura 3.12

Evoluția nivelului energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acesteia, în perioada iulie 2005-decembrie 2011, sunt prezentate în *figura 3.13*.

Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare pentru managementul congestiilor pe liniile interne și a contravalorii acesteia

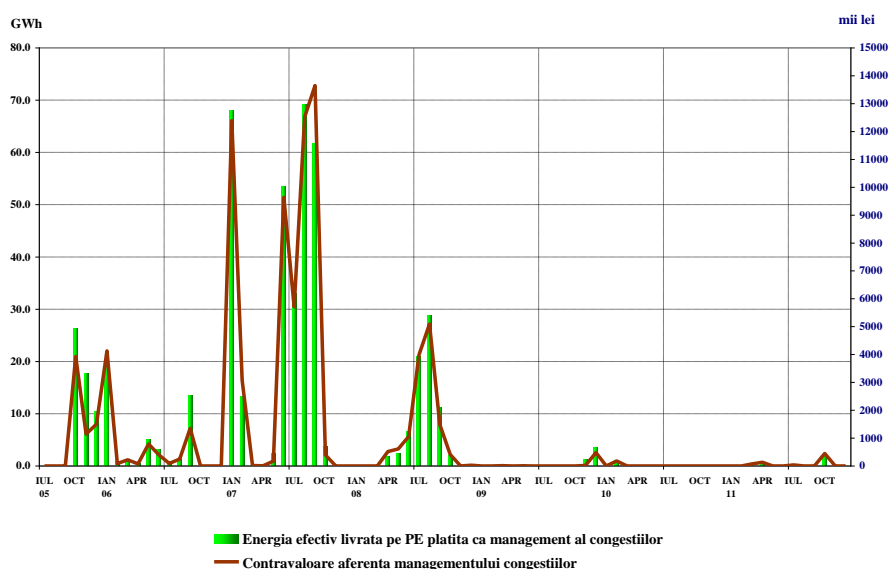


Figura 3.13

În cursul anului 2011 au existat mai multe situații în care s-au înregistrat congestii pe liniile interne. Astfel, în lunile martie, aprilie și iulie 2011 pentru câteva intervale de dispecerizare s-au produs restricții în zona București, în rețeaua de distribuție, la retragerea din exploatare a câte unei linii de 110kV, corelat cu producție notificată mică. În luna octombrie s-au produs două evenimente în zona de nord a țării, în rețeaua de transport, la retragerea unei linii de 400kV în zona Roșiori-Mukacevo și a unei alte linii de 400 kV în zona Brașov-Gutinaș.

ANRE publică pe pagina de internet proprie rezultatele monitorizării pieței angro și componentelor sale sub formă de rapoarte lunare. Acestea conțin informații generale cu privire la regulile de funcționare a pieței angro, date agregate privind funcționarea sistemului electroenergetic național și a diferitelor componente ale pieței, oferind baza de plecare pentru eventuale analize specifice ale părților interesate și evaluări ale nivelului de concurență. 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.

Pe lângă publicarea de informații și date agregate, o parte esențială a monitorizării constă în efectuarea unor analize periodice cuprinse în rapoartele interne ale autorității de reglementare sau prin informări directe adresate conducerii instituției cu privire la eficiența funcționării piețelor angro, eficiența cadrului de reglementare, comportamentul participanților la piețele respective și semnalarea abaterilor constatate.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ANRE poate publica date relevante precum durata, regulile privind livrarea și decontarea, cantitatea, termenele de executare, prețurile tranzacției, mijloacele de identificare a clientului angro, cu privire la toate tranzacțiile din cadrul contractelor de furnizare de energie electrică și al instrumentelor derivate din domeniul energiei electrice încheiate cu clienți angro și cu operatori de transport și de sistem. Aceste date se păstrează de furnizori cel puțin 5 ani și se pun la dispoziția ANRE, Comisiei Europene și a celorlalte autorități naționale competente, la cererea acestora.

Evoluția indicatorilor de concentrare pe piața angro de energie electrică

Producere

Pe baza datelor culese și a celor comunicate de OTS 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 rețele de transport**.

În anul 2011, **puterea netă disponibilă** în sistemul energetic național a fost de **17375 MW** față de 17054 MW în 2010. Creșterea a fost determinată în principal de punerea în funcțiune a capacităților de producție eoliene.

Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de **puterea disponibilă netă** a fost, în 2011, de **1929**. 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 și SC Electrocentrale Galați SA (principiul dominanței).

Numărul producătorilor care au deținut, ca și putere disponibilă netă, mai mult de 5% din puterea totală, a fost de 4, iar ponderea cumulată a primilor 3 cei mai mari producători a fost de 65,76% (valori calculate utilizând principiul dominanței).

În condițiile considerării aceluiași principiu, numărul producătorilor care au livrat mai mult de 5% din producția anuală netă de energie electrică a fost de 6, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători au fost de 58,50%, indicator mai mic cu 6,7 puncte procentuale față de cel din 2010.

În tabelul nr. 3.2 sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate în rețele de producătorii deținători de unități dispencerizabile, în anii 2004–2011, 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.

Tabel nr. 3.2 Evoluția valorilor medii anuale ale C1 și HHI pe baza energie electrice livrată în rețele de producătorii dispencerizabili

Anul	C1	HHI
2004	32%	1573
2005	37%	1831
2006	31%	1562
2007	28%	1404
2008	28%	1523
2009	29%	1632
2010	36%	1947
2011	26%	1469

De asemenea, în figura 3.14, este prezentată grafic evoluția lunară a indicatorului HHI la producere calculat pe baza energiei livrate în rețele.

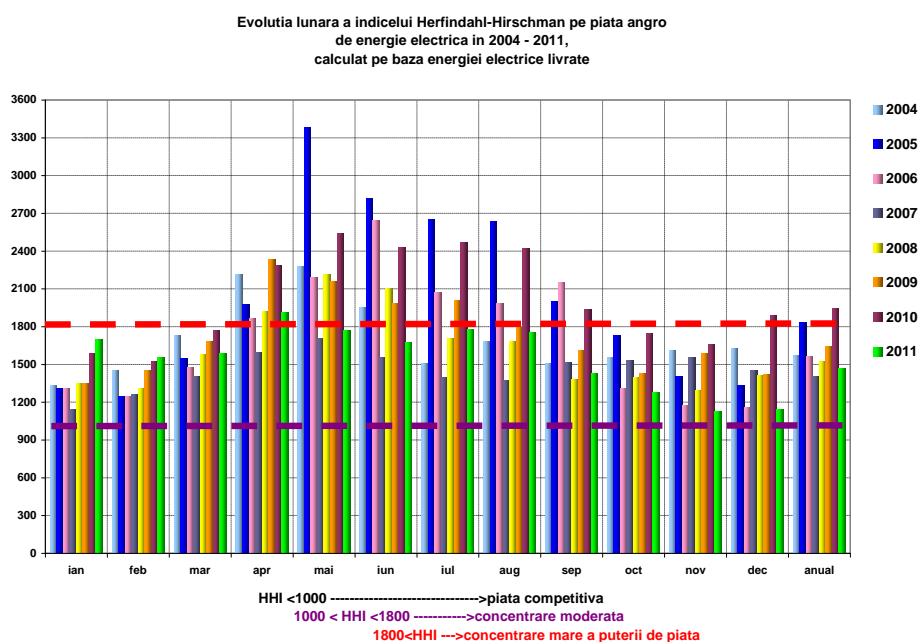


Figura 3.14

Se constată că valoarea indicelui HHI pentru anul 2011, determinată în funcție de energia anuală livrată în rețele, a fost de 1469, valoare situată sub pragul de 1800, care delimitează piețele cu concentrare moderată a puterii de piață de cele cu concentrare excesivă. De asemenea, cota de piață a celui mai important producător, Hidroelectrică, a scăzut semnificativ față de anul trecut.

Spre deosebire de anii precedenți, anul 2011 a fost caracterizat de valori ale indicatorilor de concentrare situate în registrul pieței moderat concentrate spre neconcentrate, în lunile de la sfârșitul anului înregistrându-se cele mai scăzute nivele din întreaga perioadă de analiză. Acest fapt s-a datorat secetei prelungite din primăvara-vara anului 2011, care a condus la situația hidrologică extrem de defavorabilă și declanșarea forței majore pentru producătorul Hidroelectrică. Dacă în primele 8 luni ale anului, producătorul hidro și-a menținut supremația în producerea de energie electrică, începând cu luna septembrie 2011 și până la sfârșitul anului, situația s-a inversat între Hidroelectrică și Nuclearelectrică (producătorul nuclear aflat pe locul doi în ceea ce privește cota de piață lunară). La nivelul anului însă, Hidroelectrică rămâne cel mai important producător, cu o cotă anuală de piață de 26%, urmat de Nuclearelectrică cu 19% și producătorul termo CE Turceni cu 13%. **Comparativ cu majoritatea piețelor europene de energie electrică, valorile precizate arată că pe piața din România (la producere) există un nivel mediu de concentrare (evident, fără luarea în considerare a faptului că majoritatea capacităților de producție este deținută direct sau indirect de același proprietar – statul român).**

Piața pentru ziua următoare

Indicatorul de concentrare HHI calculat pentru tranzacțiile de vânzare și respectiv cumpărare a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare la cumpărare (valori lunare în domeniul 587-835), cu o singură excepție, luna septembrie 2011, în care indicatorul a atins valoarea 1108; pe partea de vânzare, se constată o piață cu concentrare mai mică decât cea din anul 2010, cu valori lunare în domeniul 570-1141, cu un vârf de 1279 în luna iulie 2011.

În *tabelul nr. 3.3* sunt prezentați indicatorii de concentrare pe PZU calculați la nivel de an pe baza volumelor tranzacționate pentru perioada 2006-2011.

Tabel nr. 3.3

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	562	30,54	17,49	902	42,92	22,78
2007	448	26,61	11,64	497	28,86	10,84
2008	573	32,28	16,70	592	32,33	14,00
2009	558	29,08	14,22	612	34,88	14,18
2010	838	42,41	16,23	461	25,45	11,02
2011	789	43,32	16,84	538	28,58	14,71

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Aceiași indicatori, calculați pe baza ofertelor anuale, au avut valorile prezentate în *tabelul nr. 3.4*:

Tabel nr.3.4

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2006	620	37,19	14,43	1601	56,22	35,43
2007	563	31,36	12,75	930	42,04	24,99
2008	756	72,80	17,28	711	37,14	15,58
2009	764	41,42	16,33	673	36,44	14,80
2010	1097	52,89	19,20	433	23,39	10,09
2011	821	44,52	17,54	438	24,66	11,07

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Evoluția HHI lunar la vânzare, respectiv evoluția HHI lunar la cumpărare, în anul 2011 este prezentată în *figurile 3.15 și 3.16* (indicii sunt calculați funcție de volumele tranzacționate) comparativ cu prețul de închidere mediu lunar pe PZU (PIP), pentru evidențierea eventualelor corelații dintre acestea.

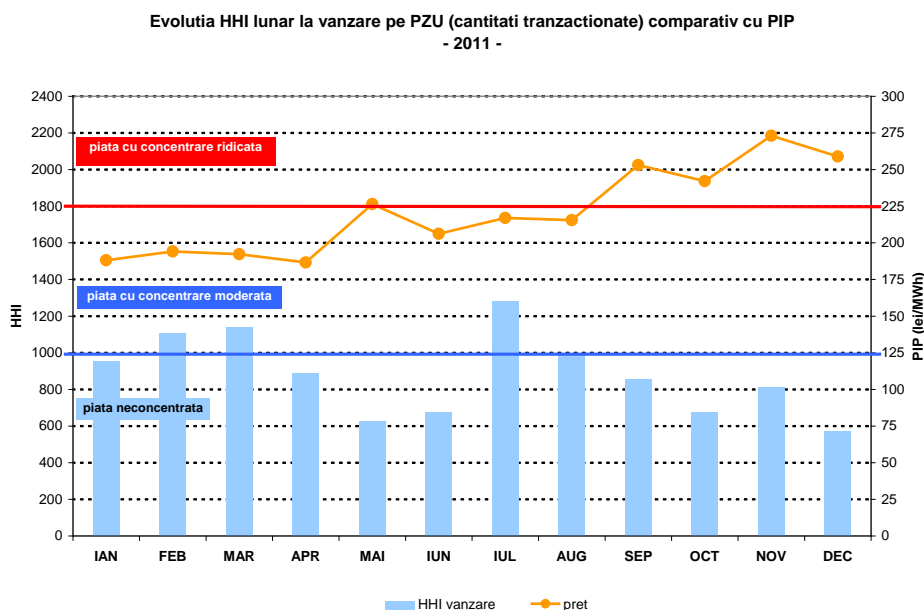


Figura 3.15

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

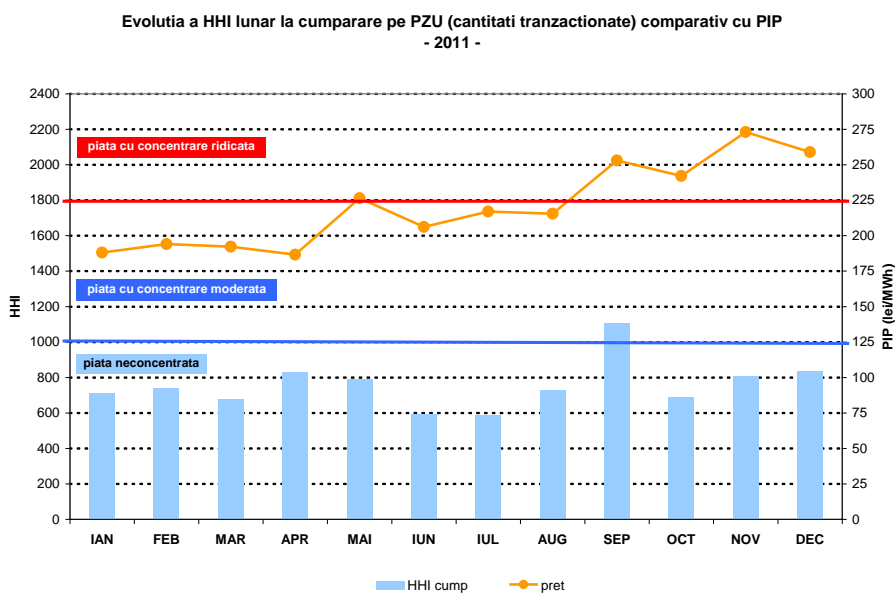


Figura 3.16

Sursa: date SC OPCOM SA, prelucrare ANRE

Piața centralizată a contractelor bilaterale

Indicatorii de concentrare calculați atât pe ofertele lansate în anul 2010, cât și pe cantitățile de energie corespunzătoare contractelor încheiate în 2011 evidențiază o **pieță cu concentrare excesivă** pentru ambele modalități de tranzacționare ale pieței centralizate de contracte, PCCB și PCCB-NC, cu un maxim pe partea de vânzare la PCCB-NC, unde a existat un producător care a introdus majoritatea ofertelor de vânzare și a tranzacționat în proporție covârșitoare.

În tabelele următoare sunt prezentați indicatorii de concentrare pentru PCCB și PCCB-NC în perioada 2006-2011.

Tabel nr. 3.5 - Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza cantităților de energie din tranzacțiile încheiate anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	3449	93,33	43,21
2006	2657	82,77	38,30	1085	46,58	16,15
2007	2669	87,55	35,21	635	32,52	11,27
2008	3142	95,32	36,51	551	25,00	9,85
2009	4049	98,28	51,34	1929	66,58	35,93
2010	4048	98,80	45,22	2660	76,87	45,22
2011	2786	83,47	41,79	979	45,77	17,73

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Datele prezentate în tabelul anterior includ cantitățile tranzacționate pe PCCB în 2011 pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate de vânzare/cumpărare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare/cumpărare.

Tabel nr. 3.6 - Indicatori de concentrare pe PCCB, pe baza cantităților de energie oferite anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2005	4204	99,68	57,61	0	0	0
2006	3664	92,61	46,81	964	44,75	16,94
2007	2557	86,06	34,17	1712	66,88	28,89
2008	3027	89,14	37,46	1523	59,01	26,43
2009	2250	77,91	30,96	2495	75,22	37,98
2010	3194	83,86	49,31	3677	93,67	42,27
2011	2500	78,81	33,57	1443	53,34	20,85

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Datele prezentate în tabelul de mai sus includ cantitățile oferite pe PCCB în anul 2011 pe parte de vânzare/cumpărare și care au fost fie tranzacționate, fie anulate.

Tabel nr. 3.7 - Indicatori de concentrare pe PCCB-NC, pe baza cantităților de energie din tranzacțiile încheiate anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	6155	100	25,97	6086	100	26,69
2008	10000	100	100	3239	60,07	9,24
2009	5377	100	63,72	1731	61,13	29,95
2010	7806	100	87,93	3312	93,10	46,55
2011	9316	100	96,49	1568	57,10	27,94

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Datele prezentate în tabelul de mai sus includ cantitățile tranzacționate pe PCCB-NC în 2011 pe parte de vânzare/cumpărare, pe baza ofertelor inițiate de vânzare sau a răspunsurilor la ofertele inițiate de vânzare.

Tabel nr. 3.8 - Indicatori de concentrare pe PCCB-NC, pe baza cantităților de energie oferitate anual

Anul	Vânzare			Cumpărare		
	HHI	C3 [%]	C1 [%]	HHI	C3 [%]	C1 [%]
2007	2759	68,30	41,38	N/A		
2008	5784	95,06	6,92			
2009	4299	94,64	60,75			
2010	4198	96,40	55,20			
2011	9789	100	98,93			

Sursa: date și prelucrări SC OPCOM SA

Datele prezentate în tabelul de mai sus includ cantitățile oferitate pe PCCB-NC în anul 2011 pe parte de vânzare/cumpărare, cantități care au fost integral/parțial tranzacționate sau au fost anulate. Ca element de noutate, în 2011, una din modificările introduse prin noul cadru organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică, a fost posibilitatea inițierii pe PCCB-NC a ofertelor de cumpărare.

Piața de echilibrare

În tabelul nr. 3.9 sunt prezentate valorile comparative pentru perioada 2006-2011 ale indicatorilor de concentrare determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe piața de echilibrare pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Tabel nr. 3.9- Indicatori de concentrare pe piața de echilibrare

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

Valorile indicatorilor de concentrare pentru anul 2011 indică existența unui participant dominant și o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pe toate componentele, excepție făcând reglajul terțiar la creștere unde s-a înregistrat o piață moderat concentrată. Având în vedere nivelul mare de concentrare înregistrat în mod constant pe piața de echilibrare, ANRE a menținut și în anul 2011 limitarea superioară a prețurilor de ofertare pe această piață, cu propunerea de revizuire a valorii maxime de 400 lei/MWh.

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 2011, OTS a achiziționat pe bază de licitații, cca. 6% din totalul cantității contractate pentru rezerva terțiară rapidă și 21% din cea destinată rezervei terțiare lente, în timp ce întreaga cantitate destinată rezervei secundare a fost contractată în mod reglementat.

În *tabelul nr 3.10* sunt prezentați indicatorii de concentrare anuali pentru piața serviciilor tehnologice de sistem pentru perioada 2008-2011.

Tabel nr. 3.10

Anul/componenta		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
2008				
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
2009				
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
2010				
componenta reglementată	C1 (%)	71,3	83,0	44,2
	C3 (%)	92,5	90,0	90,2
componenta concurențială	C1 (%)	-	-	-
	C3 (%)	-	-	-
	HHI	-	-	-
2011				
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

Pe baza datelor culese și a indicatorilor de concentrare calculați au fost identificate situații care au necesitat analize de detaliu pentru diferite componente ale pieței angro din partea compartimentului de specialitate din ANRE, efectuate pe parcursul anului 2011:

- **marjele de furnizare ale furnizorilor cu activitate exclusivă pe piața angro de energie electrică (trading) în 2011.** Cca. 90% din acești furnizori au înregistrat valori pozitive ale marjei de furnizare, valoarea medie a acesteia în 2011 fiind de 3,15 lei/MWh, în creștere semnificativă față de anul 2010. Costurile/veniturile înregistrate din decontarea dezechilibrelor PRE de furnizorii cu activitate exclusivă pe piața angro au condus la scăderea valorii medii a marjei de furnizare până la valoarea de 2,01 lei/MWh, valoare comparabilă cu cea realizată în anul 2010. Totuși, aproape jumătate dintre respectivii furnizori a obținut marje de furnizare mai mari de 5 lei/MWh, în pofida creșterii generale a prețurilor constatate pe piața angro. Aceasta poate sugera, printre altele că, în România, este posibilă și necesară o îmbunătățire a concurenței, câștigurile realizate din activitatea de trading fiind mari în raport cu dimensiunea activității desfășurate;
- **situația operatorilor economici (producătorii dispecerizabili, operatorul de transport și sistem, furnizorii implicați, operatorii de distribuție) care desfășoară**

activități reglementate din punct de vedere al rezultatelor contabile finale pentru anul 2010. Din analiza efectuată a rezultat faptul că, în condițiile economice dificile, jumătate dintre producători a încheiat anul pe profit, cu valori ale profiturilor înregistrate peste nivelul celor din 2009. Dintre producătorii cu pierderi (în general producătorii în cogenerare) se remarcă un producător termo mare, care nu a reușit să depășească situația din anul precedent, când de asemenea a încheiat pe pierdere. OTS nu numai că s-a menținut pe profit, dar a și dublat valoarea acestuia din 2009, deși rata profitului brut a fost sub 1%. Se constată pierderi la 2 din cei 7 furnizori implicați și profit la toți operatorii de distribuție;

- **activitatea furnizorilor pe piața de energie electrică, pe baza bilanțului cantitativ pentru fiecare furnizor, având drept puncte de pornire raportările lunare transmise de furnizori, operatorul pieței și respectiv părțile responsabile cu echilibrarea;** în urma analizei au fost identificate o serie de cauze care determină pentru unii dintre furnizori neînchiderile respectivelor bilanțuri cantitative: existența unor clauze speciale în unele contracte de achiziție a energiei care prevăd și asigurarea echilibrării pentru o parte a consumului aferent consumatorilor alimentați concurențial, diferențe legate de raportarea cantităților în ore CET sau ore RO, efectuarea de tranzacții cu cel puțin o altă societate care face parte din același grup/holding, modul de alocare a dezechilibrelor în cadrul PRE-urilor;
- **evoluția Pieței pentru Ziua Următoare de energie electrică, în vederea identificării cauzelor care au condus la creșterea semnificativă a prețului spot în perioada mai-octombrie 2011;** analiza detaliată a identificat principalii factori care au condus la creșterea prețului pe PZU: diminuarea resurselor hidro, creșterea numărului indisponibilităților accidentale ale grupurile energetice, suprapuse cu opririle planificate pentru derularea programelor de mentenanță ale unor producători importanți, lipsa abilității participanților la PZU în a construi strategii de ofertare la cumpărare, etc. În aceste condiții s-au propus mai multe măsuri corective, inclusiv atenționarea unor producători privind managementul defectuos al resurselor primare;
- **evoluția pieței de echilibrare în anul 2011, în scopul determinării cauzelor care au condus la creșterea cantităților de energie electrică tranzacționate, a prețului de deficit și a prețului de excedent pentru decontarea dezechilibrelor.** Analiza detaliată a identificat ca principale cauze ale evoluției constatate, următoarele:
 - deficitul de energie electrică din SEN, determinat în special de diminuarea resurselor hidro, cu efect în politica de ofertare a participanților atât pe PZU, cât și pe PE,
 - contractele de vânzare negociată a energiei electrice încheiate de producători cu un furnizor în vederea creării unui coș de achiziție care să fie destinat revânzării către un alt furnizor, iar acesta a exportat sau a revândut pe PZU, obținând o maximizare a marjei de furnizare,
 - faptul că o parte dintre producătorii principali participanți la PE a încheiat contracte comerciale până la limita disponibilului, iar surplus de energie electrică a fost înregistrat doar la producătorii dispecerizabili în cogenerare, care nu au ofertat pe PZU, etc.;
- în urma identificării **situației create pe PCCB în decembrie 2010, prin încheierea tranzacției de vânzare-cumpărare dintre SC Hidroelectrica SA și SC Arcelor Mittal Galați SA** la prețul de 139 lei/MWh (cu TG inclus) pentru livrarea unei cantități de 1,7 TWh în bandă pentru anul 2011, ANRE a demarat un proces de analiză/investigare, inclusiv prin consultarea participantului SC Hidroelectrica SA. Acest lucru a fost determinat de decizia SC Hidroelectrica SA de a vinde o cantitate de energie electrică corespunzând unui profil de livrare zilnic de 200 MW în bandă, pe o perioadă de 1 an, la un preț mult mai mic decât cel al pieței din perioada respectivă și mult mai mic decât cel pe care producătorul respectiv ar fi putut să-l obțină prin plasarea unei oferte proprii de vânzare a aceleiași cantități de energie electrică. În

cadrul analizei realizate s-au ridicat numeroase semne de întrebare privind respectarea condițiilor de ofertare nediscriminatorie de către producătorul hidro și influența negativă a acestei tranzacții asupra principiilor de egalitate de șanse și formare corectă a prețului pe PCCB. În urma unei corespondențe intense cu respectivul producător, Departamentul Piață Energie Electrică din cadrul ANRE a finalizat analiza prin înaintarea unei note de sesizare cu propunerea de sancționare contravențională, conform prevederilor legale. Acest caz face în prezent și obiectul investigației demarate de Comisia Europeană - Directoratul General Competiție privind un posibil ajutor de stat sub forma unor prețuri preferențiale pentru furnizarea de energie electrică de către SC Hidroelectrică SA către Arcelor Mittal Galați SA în 2010 și în 2011.

3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 60/2008 cu modificările și completările ulterioare, ANRE evaluează nivelul de eficiență, concurență și transparență pe PAM (piața cu amănuntul de energie electrică) pe baza datelor raportate de operatorii economici deținători de licență de furnizare a energiei electrice.

În anul 2011 pe piața cu amănuntul au activat 61 de furnizori, dintre care 10 dețin și licență de producere, iar 7 sunt furnizori implicați. Pe piața reglementată au acționat 7 furnizori implicați – 3 proprietate de stat și 4 cu acționariat majoritar privat, cu mențiunea că începând cu luna septembrie cei 3 furnizori proprietate de stat au fuzionat.

În ceea ce privește analiza **evoluției structurii consumului de energie electrică** la consumatorii finali, pe baza datelor prelucrate de ANRE pentru anul 2011, din datele prezentate în tabelul următor se constată următoarele:

	2008		2009		2010		2011		Evoluție 2011 fata 2008	Evoluție 2011 fata 2009	Evoluție 2011 fata 2010	Evoluție 2010 față de 2008	Evoluție 2010 față de 2009
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%				%	%
Consumatori alimentati in regim reglementat	23416	51%	23046	55%	21365	49%	20289	44%	87%	88%	95%	91%	93%
Casnici	10376	23%	10990	26%	11246	26%	11590	25%	112%	105%	103%	108%	102%
Necasnici	13040	28%	12057	29%	10119	23%	8699	19%	67%	72%	86%	78%	84%
Consumatori alimentati in regim concurential	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	114%	138%	116%	98%	119%
Casnici		0%		0%		0%		0%					
Necasnici	22414	49%	18536	45%	22075	51%	25525	56%	114%	138%	116%	98%	119%
Consum final total	45830	100%	41583	100%	43440	100%	45814	100%	100%	110%	105%	95%	104%

- consumul final de energie electrică înregistrat în anul 2011 a crescut cu cca. 5% față de cel înregistrat în anul 2010, respectiv cu 10% față de anul 2009 și s-a atins valoarea înregistrată în anul 2008;
- creșterea consumului casnic cu cca. 12% în anul 2011, față de anul 2008, cu 5% față de anul 2009, respectiv cu 3% față de anul 2010 (ponderea în consumul final se menține relativ constantă fiind cuprinsă în intervalul 23...26 %);
- creșterea consumului consumatorilor necasnici alimentați concurențial cu cca 16% în anul 2011 față de anul 2010, cu 38% față de anul 2009, respectiv cu 14% față de anul 2008;
- scăderea consumului consumatorilor necasnici alimentați în regim reglementat cu cca. 14% în anul 2011 față de anul 2010, simultan cu scăderea ponderii acestuia în consumul final.

Numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat la 31 decembrie 2011 a fost de **8.944.092**, din care **consumatori casnici 8.381.062** și **consumatori non casnici 563.030**. Energia furnizată acestora a fost de aproximativ **20289 GWh**, înregistrând o scădere de cca 5% față de anul 2010, în condițiile unei creșteri a consumului final total de cca 5%.

În decembrie 2011, pe piața concurențială erau prezenți **12.675 consumatori eligibili**, energia electrică furnizată acestei categorii de consumatori în anul 2011 fiind de **25525 GWh**, cu o creștere față de perioada similară a anului anterior de cca 16%.

Începând cu luna ianuarie 2011, energia electrică furnizată pe piața cu amănuntul include și informații referitoare la energia electrică autofurnizată la alte locuri de consum de către 3 dintre producătorii dispecerizabili de energie electrică ale căror cantități autofurnizate au depășit 200 GWh în 2010 (CE Turceni, CE Rovinari, RAAN și OMV Petrom).

Numărul consumatorilor cărora li se furnizează energie în regim concurențial este prezentat grafic ca valoare cumulată de la începutul procesului de deschidere a pieței.

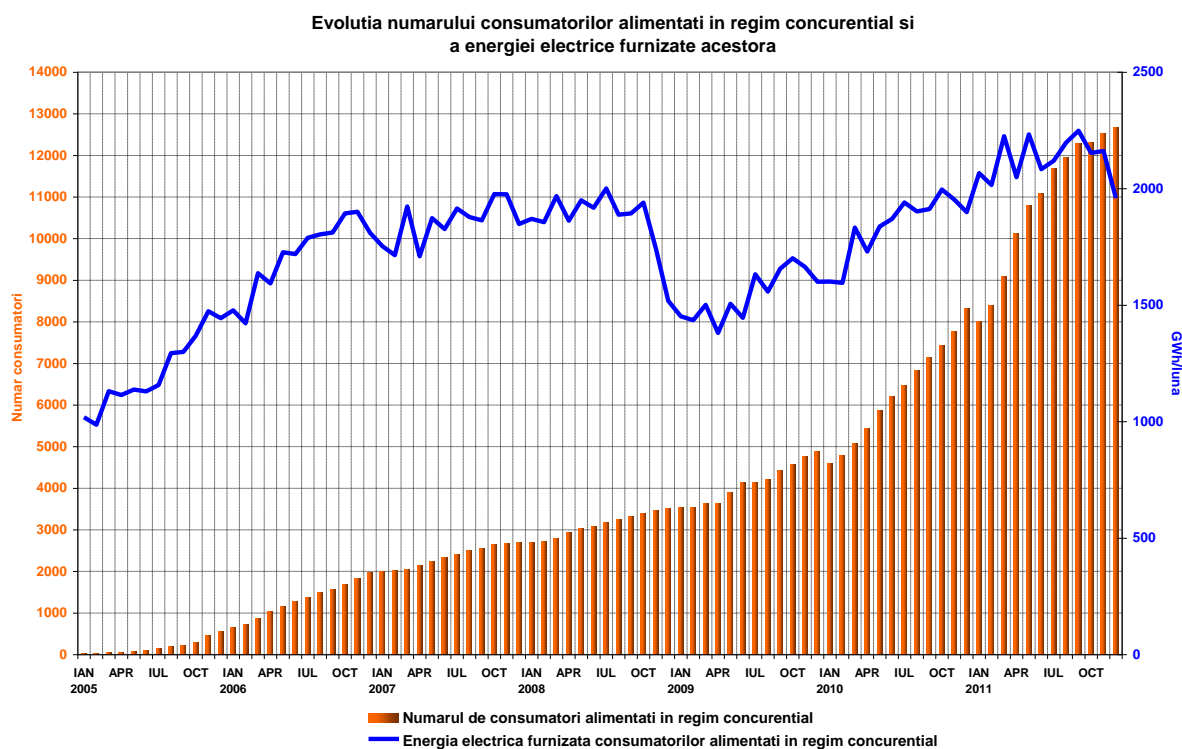


Figura 3.17

În anul 2011 se remarcă o creștere cu cinci puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de energie electrică comparativ cu anul 2010, reprezentând cca 56% din consumul final total.

Evoluția anuală a gradului de deschidere a pieței cu amănuntul este reprezentată în *figura 3.18*.

Evoluția deschiderii pieței de energie electrică

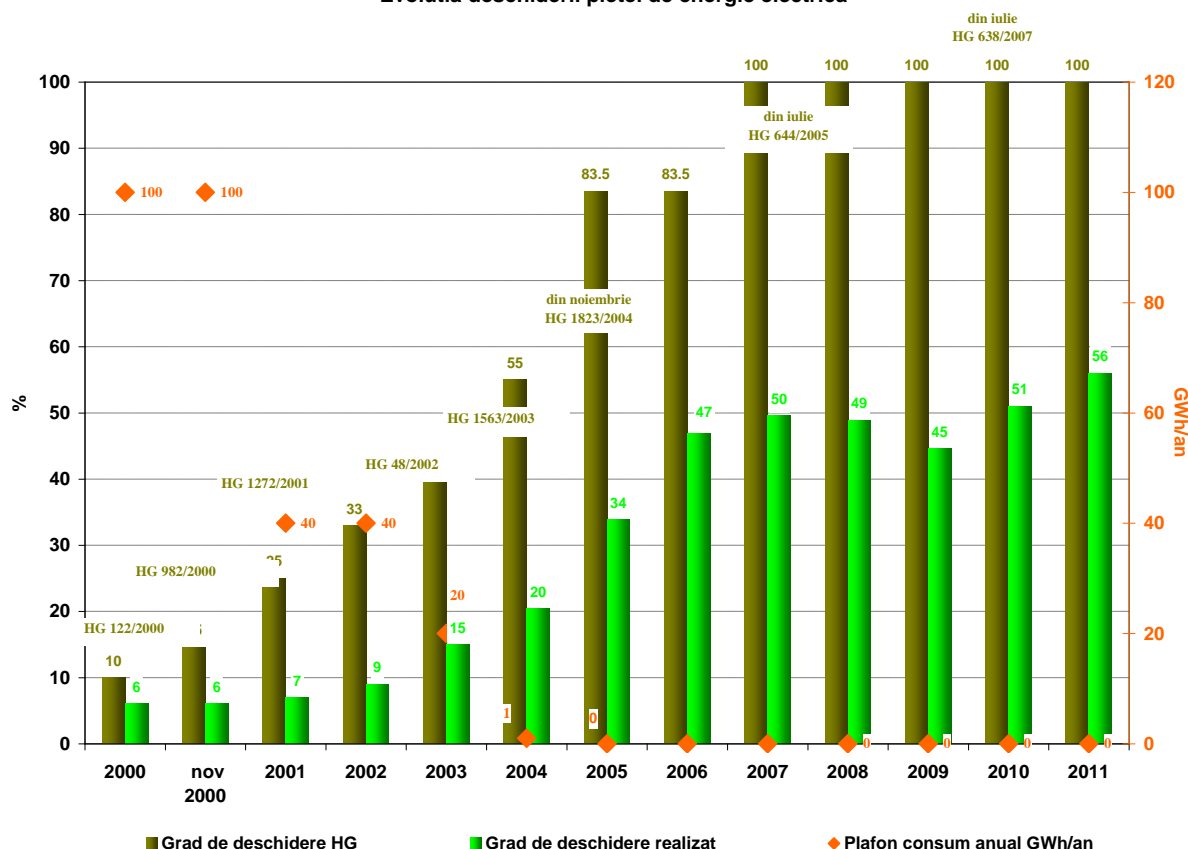


Figura 3.18

Rata de schimbare a furnizorului pentru anul 2011, prezentată în *tabelul nr. 3.11*, este determinată pentru fiecare tip de consumatori în două variante: în funcție de **numărul locurilor de consum care și-au schimbat furnizorul în 2011** 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 nr. 3.11

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 kV)	0,022%	1,792%
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	3,331%	4,605%
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	10,434%	7,945%
4.	TOTAL PAM	0,031%	4,502%

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valoarea ratei de schimbare a furnizorului pentru toate categoriile de consumatori determinată pe baza numărului locurilor de consum și pe baza volumelor furnizate a înregistrat o scădere, în comparație cu valorile rezultate anul trecut, ceea ce indică faptul că migrarea consumatorilor de la un furnizor la altul a încetinit.

Evoluția ratei de schimbare a furnizorului pe număr de locuri de consum, în perioada 2008-2011, este prezentată în figura 3.19.

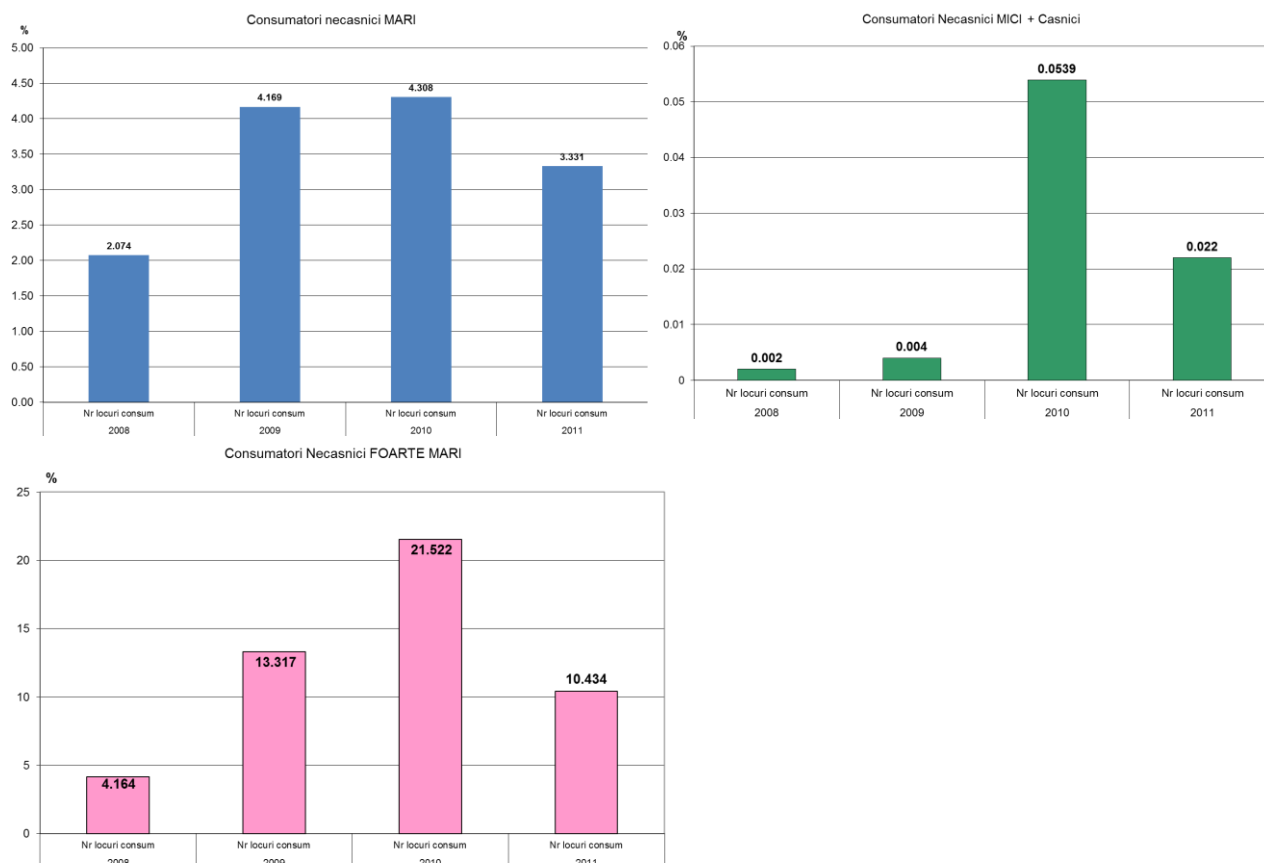


Figura 3.19

Tabelul nr. 3.12 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 2011.

Menționăm faptul că s-a ținut cont de principiul dominanței în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață prezentați în tabelul nr.3.12, 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 nr. 3.12

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 kV)	4	37%	85%	2941
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kV și 1000 kV)	5	29%	68%	1840
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kV)	6	19%	42%	840
4.	TOTAL PAM	5	29%	60%	1564

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de structură a pieței calculați pentru anul 2011 indică:

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

Jumătate dintre furnizorii concurențiali activi pe PAM a înregistrat valori pozitive ale marjei de furnizare, valoarea medie a acesteia în 2011 fiind de 5,43 lei/MWh, iar prin considerarea costurilor cu dezechilibrele PRE, marja medie de furnizare este de 2,27 lei/MWh. Cca. 40% dintre furnizorii concurențiali au înregistrat valori mai mari de 5 lei/MWh, iar primii clasați au avut rezultate spectaculoase, explicabile prin prețul de vânzare mult peste media înregistrată pe categoria de consumatori corespunzătoare. S-a remarcat lipsa activității de intermediere a energiei electrice pentru furnizorii concurențiali care au realizat marje de furnizare foarte mari.

Tabelul nr. 3.13 prezintă prețurile medii de vânzare realizate pentru fiecare categorie de **consumatori necasnici alimentați în regim concurențial**. Se constată că prețul mediu a crescut față de anul 2010, când avea valoarea de 243,54 lei/MWh, înregistrându-se creșteri pentru fiecare categorie.

Tabelul nr.3.13

Categorie consumatori	Consum (MWh)	Pret mediu (lei/MWh)
IA	258,546	381.24
IB	1,316,673	358.56
IC	2,275,073	319.63
ID	4,999,285	289.09
IE	3,102,360	266.67
IF	2,462,966	253.77
Altii	11,110,341	213.07
Total	25,525,245	257.11

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 TG, transport 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 în afara celor precizate.

Încadrarea consumatorilor în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu modificările aduse Directivei 377/90/EC prin Decizia 2007/394/EC, în luna iunie a anului 2007. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte.

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

Tabelul nr. 3.14 centralizează prețurile medii de revenire pentru perioada 2005-2011, pentru consumatorii casnici și necasnici alimentați în regim reglementat și pentru consumatorii necasnici alimentați în regim concurențial. Prețurile sunt exprimate atât în lei, cât și în euro, conversia fiind realizată pe baza cursurilor de schimb medii lunare Euro/leu publicate de BNR.

Tabel nr. 3.14

Tip Consumatori	Preț Mediu de Revenire													
	lei/MWh							Euro/MWh						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consumatori alimentați în regim reglementat	286	316	340	354	370	384	381	79	90	102	96	87	91	90
Consumatori alimentați în regim concurențial	144	168	188	224	242	244	256	40	48	56	61	57	58	60

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 nr. 3.15*.

Tabel nr.3.15

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	49,79	0	34,46	26,70	110,95
Consumator comercial cu un consum anual cuprins între 2000 și 20000 MWh/an	20,98	0	49,82	22,95	93,75
Consumator industrial mediu cu un consum anual cuprins între 20000 și 70000 MWh/an	17,40	0	47,10	21,45	85,95
Consumator mare industrial cu un consum cuprins între 70000 și 150000 MWh/an	11,63	0	50,19	20,82	82,64

Cursul anual din 2011 pentru Euro: 4,2655 RON

3.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare

O copie a raportului anual pe care ANRE îl pregătește pentru CEER și Comisia Europeană este transmis și Consiliului Concurenței.

3.2.4. Investigații și măsuri de promovare a concurenței

Instituția abilitată să efectueze investigații privind încălcarea prevederilor Legii concurenței este Consiliul Concurenței. ANRE este obligată să sesizeze Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori constată nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență sau transparență.

3.3. Protecția consumatorilor

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

Eticheta energiei electrice conține următoarele informații, stabilite de furnizor pe baza declarațiilor transmise de producători:

- contribuția fiecărei surse primare de energie la acoperirea achiziției de energie electrică a furnizorului
- nivelul emisiilor specifice CO₂ și deșeurile radioactive aferente energiei electrice pe care o furnizează
- comparația datelor de mai sus cu valorile medii la nivel național.

Legea energiei electrice nr. 13/2007 definește **consumatorul vulnerabil** ca fiind „consumatorul casnic care, din motive de sănătate, vârstă sau de altă natură beneficiază de anumite facilități în asigurarea serviciului de furnizare a energiei electrice, stabilite prin hotărâre a Guvernului și acte ale autorităților și organelor administrației publice locale”. 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.

ANRE a prevăzut măsuri de protecție și pentru consumatorii vulnerabili din punct de vedere al stării financiare, consumatori care trebuie să beneficieze de programe de asistență socială. 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. **1,173 mil. de consumatori** (cu 2,5% mai puțini decât în anul 2010) din totalul de **8,38 mil. de consumatori casnici**.

Pentru eliminarea treptată a **tarifelor reglementate pentru furnizarea energiei electrice consumatorilor finali**, autoritățile române au stabilit un calendar aprobat prin Memorandum al Guvernului în luna martie 2012. Procesul de eliminare treptată a prețurilor reglementate începe la data de **1 septembrie 2012** pentru clienții noncasnici, respectiv 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. Menținerea de prețuri reglementate ca obligații de serviciu public sau ca obligație de serviciu universal și categoriile de clienți pentru care este necesară această menținere se va realiza numai în situația în care în urma

acțiunilor de evaluare realizate anual de către autoritatea de reglementare se constată că o astfel de măsură este necesară pentru protejarea interesului economic general și nu poate fi identificată o măsură mai puțin restrictivă pentru atingerea obiectivului de protecție a consumatorului final.

Pentru asigurarea continuității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor în situația în care furnizorul acestora urmează să i se suspende/retragă licența de furnizare, ANRE a emis Ordinul nr. 14/2007 pentru aprobarea *Regulamentului privind furnizarea de ultimă opțiune a energiei electrice.*

Anual, ANRE emite un ordin prin care desemnează furnizorii care au obligația de a îndeplini serviciul de furnizare de ultimă opțiune atunci când sunt activați. Pentru consumatorii foarte mari (cu un nivel al puterii aprobată prin avizul de racordare mai mare de 1 MW) sunt desemnați furnizori de ultimă opțiune furnizorii care au cota de piață mai mare sau egală cu cota de piață a furnizorilor implicați, iar pentru restul consumatorilor (consumatorii casnici precum și pentru consumatorii necasnici cu puteri mai mici de 1 MW) furnizor de ultimă opțiune este furnizorul implicit aferent zonei de distribuție în care este amplasat consumatorul.

Pentru buna și corecta informare a consumatorilor de energie electrică, toți furnizorii au obligația de a publica pe pagina de internet proprie, precum și la centrele de relații cu clienții, contractul-cadru de furnizare de ultimă opțiune a energiei electrice. De asemenea au obligația de a avea în contractele de furnizare clauze privind acceptul sau refuzul consumatorilor proprii de a fi preluați de către furnizorii de ultimă opțiune activați de ANRE.

Reglementările ANRE prevăd că, pentru consumatorul alimentat la tarife reglementate (consumatorul care nu și-a exercitat dreptul de a alege furnizorul) care nu-și achită contravaloarea facturii pentru energia electrică consumată în 30 de zile de la scadență, furnizorul aplică penalizări, ca procentaj din suma datorată. Dacă sumele restante nu sunt achitate în termen de 45 de zile de la scadență furnizorul **întrerupe alimentarea cu energie electrică a consumatorului**, după ce a transmis un preaviz, cu 5 zile înainte de deconectare. Termenul de scadență este de 10 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul necasnic, respectiv de 15 zile de la emiterea facturii pentru consumatorul casnic.

Operatorul de rețea este obligat să reconecteze consumatorul deconectat pentru neplată în maxim două zile după efectuării plății integrale a sumelor datorate furnizorului. Suplimentar, consumatorul deconectat trebuie să plătească costurile operației de deconectare – reconectare.

Există câteva categorii de consumatori exceptați de la deconectarea pentru neplată. Acestea sunt: spitalele, sanatoriile, stațiile de salvare, căminele de bătrâni, creșele, școlile, serviciile de trafic aerian, naval și feroviar care concură la siguranța circulației.

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.

Totodată în cadrul Legii energiei, al Regulamentului de furnizare a energiei electrice și în Condițiile asociate licențelor de furnizare sunt incluse o serie de obligații de contract ale

furnizorilor în raport cu consumatorii, fiind interzisă includerea unor prevederi contrare în contractele negociate cu consumatorii eligibili. În acest scop, ANRE conlucrează cu Autoritatea pentru Protecția Consumatorilor și cu Consiliul Concurenței.

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.

Activitățile de soluționare a petițiilor și neînțelegerilor precontractuale au vizat soluționarea sesizărilor adresate ANRE de către persoane fizice și juridice, a neînțelegerilor privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public și a celor legate de încheierea contractelor din sectorul energiei electrice.

Din totalul de **2121** petiții primite de ANRE în cursul anului 2011, **1520** 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.

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.

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	345	22,70
2	Calitatea energiei electrice	308	20,26
3	Emitere Aviz Tehnic de Racordare	115	7,57
4	Citiri grupuri de măsurare	81	5,33
5	Suspiciune sustragere de energie electrică	81	5,33

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 anul 2011, au fost înregistrate un număr de 5 solicitări de soluționare a unor neînțelegeri conform prevederilor procedurii mai sus menționate. Au întrunit condițiile de aplicare a procedurii un număr de 2 solicitări, ambele fiind soluționate ca urmare a etapei prealabile.

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 2011 au fost realizate **222 de controale în sectorul energiei electrice**. În urma acțiunilor de control au fost întocmite **procese verbale de constatare și sancționare a contravențiilor** fiind aplicate amenzi în valoare de **1.514.600 lei**.

În anul 2011 a fost negociată și obținută posibilitatea acordării de către BERD a unui grant pentru realizarea unui studiu de evaluare al costurilor și beneficiilor pe termen lung pentru piață, al rentabilității, precum și al termenelor fezabile de implementare asociate promovării **sistemelor de măsurare inteligente** la consumatorul final.

Având în vedere prevederile cadrului de reglementare în vigoare, care stipulează **posibilitatea determinării cantităților de energie electrică consumate orar**, în vederea decontării, **pe bază de profile de consum pentru punctele de măsurare** la care nu este obligatorie montarea contoarelor cu înregistrare orară, ANRE a început în 2010 și a continuat în anul 2011 procesul de aprobare a *Procedurilor pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum*.

Astfel, în cursul anului 2011 a fost aprobată Procedura pentru elaborarea și aplicarea profilurilor specifice de consum pentru zona de licență a SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA și un număr de 3 profile de consum pentru operatorul de distribuție SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA.

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.

Ca urmare, pe parcursul anului 2011, operatorii de distribuție au elaborat procedurile operaționale privind asigurarea accesului la baza de date pentru locurile de consum din zonele de licență proprii. Accesul consumatorilor la baza de date pentru punctul/punctele de măsură care îi aparțin este nerestricționat, gratuit și garantat de prevederile legale.

Procedurile operaționale au fost publicate pe pagina de internet a ANRE ca documente de discuție, iar în urma analizării observațiilor primite au fost elaborate formele finale ale documentelor; procesul de avizare a procedurilor urmând a continua și pe parcursul anului 2012.

3.4. Securitatea alimentării cu energie

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri, emitent al strategiei naționale energetice, aprobată prin HG nr. 1069/2007. În acest document se regăsesc investițiile strategice în producere, transport și distribuție alături de măsurile de eficiență energetică și management al cererii care concurează la asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică. În ultimii ani ministerul a lansat un proiect de actualizarea a acestui document.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare, OTS elaborează Planul de perspectivă pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport pe termen mediu și lung (10 ani). Acest plan este avizat de reglementator și aprobat de minister. Pe termen scurt, OTS are responsabilitatea planificării operaționale și exploatarea rețelelor de transport urmărind îndeplinirea criteriilor și a standardelor precizate prin Codul Tehnic al Rețelei de Transport, document elaborat de OTS și aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004, cu modificările și completările ulterioare. În calitate de membru al ENTSO-E, OTS participă și la elaborarea Planului de dezvoltarea pe 10 ani aferent rețelei europene de transport.

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

În anul 2011, producția de energie electrică a fost de 61,9 TWh cu aproximativ 1,9% mai mare față de cea din 2010. Consumul intern a fost de cca 60 TWh, cu cca 3,6% mai mare decât cel din 2010.

În anul 2010 vârful de sarcină a fost realizat în data de 03.02.2011, ora 19.00, atingând nivelul net de 8724 MW.

Din punct de vedere al surselor primare de producere a energiei electrice, anul 2011 a fost caracterizat de predominanța resurselor clasice, peste 50% fiind asigurate din combustibil solid, lichid și gaz. La acoperirea necesarului de energie electrică au mai contribuit sursa nucleară cu cca. 18% în timp ce sursele regenerabile au deținut 28% (hidro), 2% (eoliană) și 1% (biomasă) din structura energiei livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile și nedispecerizabile.

Anul 2011 a fost caracterizat de o perioadă de secetă majoră, începând chiar din primele luni ale anului. Situația hidrologică existentă a condus la diminuarea rezervelor de apă în acumulările cu regularizare sezonieră și a producției de energie electrică din resurse hidroelectrice pe Dunăre și râurile interioare. Din cauza problemelor apărute, Hidroelectrică a parcurs în toamna anului 2011 etapele necesare activării clauzei de forță majoră în cadrul contractelor comerciale de vânzare a energiei electrice aflate în derulare, astfel încât să poată reduce livrările de energie, proporțional cu reducerea producției cauzate de seceta severă. În urma obținerii certificatului de forță majoră emis de Camera de Comerț și Industrie a României, aceasta a fost declarată în data de 30 septembrie 2011, cu aplicare din 04 octombrie 2011.

Față de anul 2010, în 2011 s-au înregistrat scăderi în special ale energiei livrate pe bază de combustibil lichid (cu 16%) și sursă hidro (cu cca. 19%), în timp ce energia pe bază de combustibil nuclear a rămas aproximativ constantă. Resursa care a asigurat creșterea energiei totale livrate a fost cea pe bază de combustibil solid (cu 20%) și gaz (cca. 26%). Cea mai mare creștere a înregistrat-o energia livrată în rețele provenită din sursă eoliană (de cca. 3 ori mai mare față de anul trecut). Pe total, s-a înregistrat o creștere cu cca. 5% a energiei electrice injectate în rețele și produse atât din surse convenționale, cât și din cele neconvenționale, din unități dispecerizabile și nedispencerizabile.

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate de către producătorii cu unități dispecerizabile este prezentată în figura 3.20.

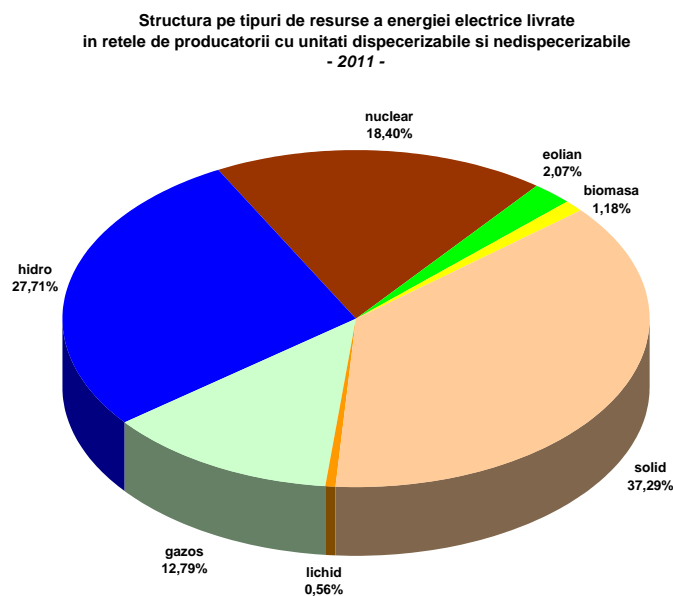


Figura 3.20

Suma capacităților maxime nete de producție ale centralelor individuale, disponibile pe o perioadă de cel puțin 15 ore pe zi, a fost la 31.12.2011 de 17,376 GW.

În conformitate cu precizările studiului ENTSO-E privind prognoza adecvantei sistemului (Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2012-2025), 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		2025	
	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	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	25,50	25,50
Consum (GW)	8,33	7,43	9,24	7,60	9,48	7,80	10,51	8,62	11,80	9,61

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

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE (*tabel nr. 3.16*). 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.

Tabel nr. 3.16

Autorizații de înființare acordate în cursul anului 2011

Nr. crt.	Capacități energetice autorizate (instalații noi)	Nr. de autorizații acordate	Puterea instalată a capacităților autorizate MWe
1	Capacități eoliene de producere de energie electrică	25	959,5
2	Capacități hidroelectrice	12	38,87
3	Capacități fotovoltaice de producere de energie electrică	2	6,01
4	Capacități de producere de energie electrică în cogenerare	9	28,53
5	Capacități de producere de energie electrică în cogenerare utilizând biogaz	1	2,262
6	Total	49	1035,17

În derularea activităților, titularii de autorizații de înființare vor ține seama de obligațiile de serviciu public privind siguranța în funcționare, calitatea energiei electrice, continuitatea alimentării, eficiența energetică și protecția mediului, cât și respectarea condițiilor de contractare a serviciilor.

În cazul în care, în urma procedurii de autorizare, capacitățile de producere care se construiesc sau măsurile luate pe linia managementului eficienței energetice/cererii nu sunt suficiente pentru a garanta siguranța alimentării pentru consumul intern, ministerul poate iniția o procedură de licitație sau orice altă procedură similară pentru acordarea unui contract, în

condiții de transparență și nediscriminare, pe baza unor criterii publicate, prin care să invite noii operatori economici sau titularii de licență preexistenți să oferteze pentru realizarea de noi capacități de producere.

Pentru promovarea energiei regenerabile produsă pe bază de energie eoliană, energie solară, energie geotermală, biomasă, energia valurilor, hidrogen și în grupuri hidroenergetice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate după 2004, a fost introdusă o **piață de certificate verzi** funcțională din noiembrie 2005.

Modificările aduse schemei prin prevederile Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, au fost notificate Comisiei Europene în luna iunie 2011, după o etapă de prenotificare care a durat aprox. 2 ani. Răspunsul Comisiei a fost primit în luna iulie 2011. Aceasta a concluzionat că schema notificată este conformă cu orientările privind ajutoarele pentru protecția mediului și, prin urmare, este compatibilă cu piața internă, în conformitate cu art. 107, alin. 3, lit.c) din TFUE.

În urma etapei de acreditare a producătorilor de energie din surse regenerabile pentru schema de susținere prin certificate verzi, în anul 2011, se constată că puterea electrică total instalată în unitățile de producție acreditate în anul 2011 este de **1225,6 MW**, din care 821.8 MW în centrale eoliene, 377.7 MW în centrale hidro cu puteri instalate de cel mult 10 MW, 25.1 MW în centrale pe biomasă, respectiv 1 MW în centrale fotovoltaice. În *figura 3.21* se regăsește evoluția puterii instalate în perioada 2005-2011.

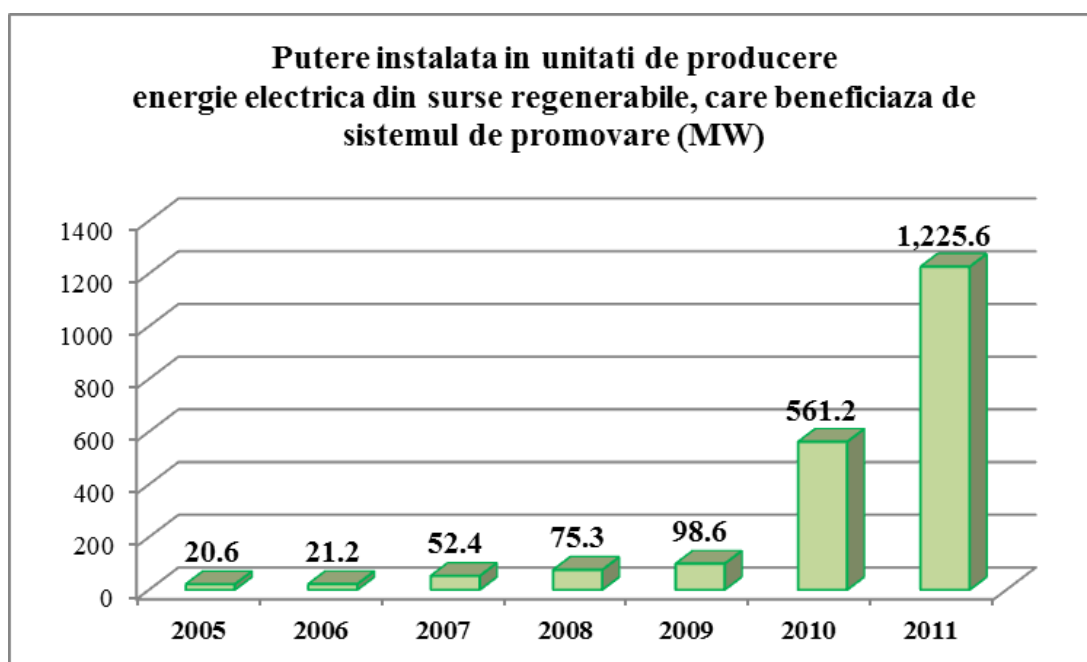


Figura 3.21

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 32 de producători vizați, cantitatea totală de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență care a beneficiat de bonus în perioada aprilie – decembrie 2011 a fost de 3.407 GWh.

Pentru ambele scheme de sprijin au fost elaborate metodologii de monitorizare pentru evaluarea modului de funcționare și a eficienței acestora.

4 Piața gazelor naturale

4.1 Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

Sistemul Național de Transport al gazelor naturale din România (SNT) are următoarele caracteristici:

Lungimea totala:	13.366 km, din care 553 km conductele de tranzit;
Numarul statiilor de comprimare:	5 statii de comprimare cu o putere totala instalata de 32 MW;
Numarul statiilor de comanda vane si/sau a nodurilor tehnologice:	51 statii de comanda vane/noduri tehnologice;
Numarul statiilor de protectie catodica:	966 statii de protectie catodica;
Numarul instalatiilor de odorizare gaze:	772 instalatii de odorizare gaze;
Diametrul conductelor:	între 50 mm si 1200 mm;
Presiunea de operare:	între 6 bar si 35 bar, tranzitul la 54 bar;
Interconectari ale SNT cu alte sisteme de transport / operatorii sistemelor adiacente:	
Numar total:	9 puncte fizice de interconectare, dupa cum urmeaza: <ul style="list-style-type: none"> • Csanádpalota / FGSZ (HU); • Negru Voda I / Bulgartransgaz (BG); • Negru Voda II / Bulgartransgaz (BG); • Negru Voda III / Bulgartransgaz (BG); • Mediesu Aurit Import / Ukrtransgaz (UA); • Isaccea Import / Ukrtransgaz (UA); • Isaccea I / Ukrtransgaz (UA); • Isaccea II / Ukrtransgaz (UA); • Isaccea III / Ukrtransgaz (UA); <p>Cu exceptia punctului fizic de interconectare Csanádpalota, toate celelalte puncte fizice de interconectare sunt operate de OST din România;</p>
Interconectari ale SNT cu terminale GNL / operatorii sistemelor adiacente:	
	Nu este cazul
Interconectari ale SNT cu facilitatile de înmagazinare / operatorii sistemelor adiacente:	
Numar total:	8 puncte fizice de intrare / iesire conectate la facilitatile de înmagazinare, dupa cum urmeaza: <ul style="list-style-type: none"> • Sarmas / SNGN Romgaz SA; • Balaceanca / SNGN Romgaz SA; • Butimanu / SNGN Romgaz SA; • Cetatea de Balta / SNGN Romgaz SA; • Ghercesti / SNGN Romgaz SA; • Urziceni / SNGN Romgaz SA;

- Tg. Mures / SC Depomures SA;
- Nades - Prod – Seleus / SC Tengaz SA;

Aceste puncte fizice de intrare / iesire nu sunt operate de OST;

Interconectari ale SNT cu facilitatile de productie / producatorii:

Numar total: 151 puncte fizice de intrare, dupa cum urmeaza:

- 102 puncte de intrare / SNGN Romgaz SA;
- 42 puncte de intrare / SC OMV Petrom SA;
- 5 puncte de intrare / SC Amromco Energy SRL;
- 1 punct de intrare / SC Raffles Energy SRL;
- 1 punct de intrare / SC Lotus Petrol SRL;

Aceste puncte de intrare nu sunt operate de OST;

Interconectari ale SNT cu sistemele de distributie / operatorii sistemelor de distributie:

Numar total: 857 puncte fizice de iesire / 39 operatori de sisteme de distributie;

Aceste puncte fizice de iesire sunt operate de OST;

Interconectari ale SNT cu consumatorii directi / tip consumator direct:

Numar total: 249 puncte fizice de iesire, dupa cum urmeaza:

- 18 centrale electrice pe gaz, cu o putere totala instalata de 3.084 MW;
- 31 combinate industriale;
- 175 consumatori comerciali;
- 25 consumatori rezidentiali;

Aceste puncte fizice de iesire sunt operate de OST;

Interconectari între facilitatile de productie cu sistemele de distributie:

Numar total: 76 puncte fizice de intrare/iesire pentru livrarile directe de gaze naturale;

Aceste puncte fizice de intrare/iesire sunt operate de OST;

Centre fizice de comercializare si puncte virtuale de comercializare:

Nu este cazul;

Zone de echilibrare:

Nu este cazul;

Sursă: www.transgaz.ro

4.1.1. Separarea activităților

În România, există un singur **operator al Sistemului Național de Transport gaze naturale**. 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 conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, operatorul SNT are obligația de a asigura:

- a) operarea SNT și asigurarea echilibrului fizic al acestuia, respectiv programarea, dispocerizarea și funcționarea SNT în condiții de siguranță;
- b) întreținerea, reabilitarea, modernizarea și dezvoltarea SNT în condiții de siguranță, eficiență și de protecție a mediului;
- c) realizarea, întreținerea și dezvoltarea unui sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date care să permită monitorizarea și conducerea operativă a funcționării sistemului național de transport gaze naturale;
- d) accesul terților la SNT, conform unor reglementări specifice, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de transport și cu respectarea regimurilor tehnologice;
- e) elaborarea și aplicarea regimurilor optime de transport și livrare pentru cantitățile de gaze naturale notificate de producători, furnizori, operatorii de înmagazinare și/sau consumatori, pentru o anumită perioadă, conform contractelor încheiate;
- f) elaborarea și actualizarea acordurilor tehnice de exploatare în zona de graniță, în cazul în care furnizorul este un exportator sau un beneficiar de tranzit de gaze naturale pe teritoriul României;
- g) întocmirea și urmărirea bilanțului de gaze naturale intrate în sistem și, respectiv, ieșite din sistem;
- h) elaborarea Programului de dezvoltare propriu privind SNT - pentru obiectivele care nu au fost precizate prin acordul de concesiune -, în concordanță cu nivelul actual al consumului și având în vedere dezvoltarea de noi zone de consum și evoluția celor existente, în condiții de eficiență economică și siguranță în exploatare;
- i) deținerea în depozitele subterane a cantităților necesare asigurării permanente a echilibrului fizic al SNT, în condițiile unor reglementări specifice emise de ANRGN;
- j) nivelul de odorizare a gazelor naturale corespunzător reglementărilor în vigoare.

În anul 2006, autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Condițiile de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1.362/2006), care detaliază drepturile și obligațiile operatorului sistemului de transport. Obligațiile titularului licenței de transport privesc, în principal:

- exploatarea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale
- contractarea prestării serviciului de transport al gazelor naturale, în mod nediscriminatoriu pentru toți participanții la piața gazelor naturale, în baza contractelor cadru emise de autoritatea de reglementare
- accesul la Sistemul Național de Transport al gazelor naturale, în condiții egale și nediscriminatorii
- dezvoltarea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, conform clauzelor și condițiilor prevăzute în Acordul de concesiune, precum și programului propriu de dezvoltare
- măsurarea cantităților de gaze naturale
- furnizarea de informații solicitanților/utilizatorilor în vederea desfășurării în mod operativ a procesului de acces la sistem
- respectarea cerințelor privind transparența în conformitate cu prevederile Regulamentului 1775/2005/CE
 - respectarea Standardului de performanță pentru serviciul de transport al gazelor naturale
 - asigurarea mediului concurențial și a tratării nediscriminatorii a utilizatorilor sistemului
 - separarea evidențelor financiar-contabile, precum și separarea legală, funcțională și organizatorică

- asigurarea confidențialității informațiilor obținute în cursul desfășurării activității

Activitatea de certificare a operatorului de transport și sistem nu a fost finalizată în cursul anului 2011 având în vedere întârzierea transpunerii prevederilor celui de-al treilea pachet legislativ în legislația națională și a dificultăților generate de necesitate separării proprietății între activitățile de producere, furnizare și transport.

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 2011, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **40 de companii**.

Lungimea totală a rețelelor de distribuție la finele anului 2011 este de aproximativ 40.000 km.

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, operatorii sistemelor de distribuție gaze naturale au, în principal, următoarele obligații:

- a) să opereze, să întrețină, să repare, să modernizeze și să dezvolte sistemul de distribuție, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului, activitățile urmând a fi desfășurate în baza autorizațiilor specifice pentru proiectare și execuție a sistemelor de alimentare cu gaze naturale, iar operarea se va desfășura în baza licenței de distribuție;
- b) să asigure nivelul de odorizare a gazelor naturale corespunzător reglementărilor în vigoare, în baza contractelor de prestări servicii încheiate cu operatorul SNT și, acolo unde este cazul, prin odorizare suplimentară în stațiile de reglare de sector;
- c) să realizeze interconectări cu alte sisteme, după caz, și să asigure capacitatea sistemului de distribuție pe termen lung;
- d) să asigure accesul terților la sistemele de distribuție, în condiții nediscriminatorii, în limitele capacităților de distribuție, cu respectarea regimurilor tehnologice, conform reglementărilor specifice elaborate de autoritatea de reglementare;
- e) să întocmească și să urmărească bilanțul de gaze intrate în și ieșite din sistemul propriu;
- f) să evite subvenția încrucișată între categoriile de consumatori cu privire la repartizarea costurilor pentru rezervarea capacității de distribuție;
- g) să preia pentru o perioadă determinată, la solicitarea și conform reglementărilor, operarea unui sistem de distribuție al cărui operator inițial a fost sancționat cu retragerea licenței de distribuție;
- h) să asigure echilibrul permanent al sistemului operat;
- i) să asigure condițiile de securitate în alimentarea cu gaze naturale.

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, coroborate cu prevederile **Regulamentului privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale**, care detaliază obligațiile de separare, aprobat prin Decizia președintelui ANRGN nr. 1139/2006, cu modificările și completările ulterioare, 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 deservesc 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.

Totodată, conform prevederilor legale în vigoare (Legea gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare), în vederea asigurării independenței operatorului de transport, respectiv operatorului de distribuție se aplică anumite criterii minime, prevăzute de legislația europeană. Astfel, pentru operatorul de transport:

- a) persoanele care asigură conducerea operatorului de transport nu pot face parte din structurile întreprinderii integrate din sectorul gazelor naturale în care răspund, direct sau indirect, de coordonarea furnizării gazelor naturale
- b) operatorul de transport trebuie să aibă drepturi efective de luare a deciziilor, independent de întreprinderea integrată din sectorul gazelor naturale, cu privire la activele necesare pentru exploatarea, întreținerea sau dezvoltarea rețelei de transport;
- c) operatorul SNT stabilește un program de măsuri, astfel încât să existe garanția că practicile discriminatorii sunt excluse și asigură condițiile monitorizării acestuia.

Pentru operatorul de distribuție:

- a) persoanele care asigură conducerea operatorului de distribuție nu pot face parte din structurile întreprinderii integrate din sectorul gazelor naturale în care răspund, direct sau indirect, de coordonarea producției și furnizării gazelor naturale;
- b) operatorul de distribuție trebuie să aibă drepturi efective de luare a deciziilor, independent de întreprinderea integrată din sectorul gazelor naturale, cu privire la activele necesare pentru exploatarea, întreținerea sau dezvoltarea rețelei distribuție
- c) operatorul de distribuție stabilește un program de măsuri, astfel încât să existe garanția că practicile discriminatorii sunt excluse și asigură condițiile monitorizării acestuia.

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 anterior menționate.

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 atât de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. cât și de S.C. AMGAZ 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 2011, 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).

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

Conform legii, autoritatea de reglementare elaborează, aprobă și aplică criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, incluzând tarifele pentru transport și distribuție.

Pentru calculul prețurilor și al tarifelor reglementate din sectorul gazelor naturale, ANRE utilizează o metodologie proprie, elaborată de ANRGN în cursul anului 2003, „Criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003, cu modificările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 311/2005, cu modificările ulterioare.

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.

În vederea stimulării operatorilor licențiați, metodologia stipulează faptul că sporurile anuale de eficiență obținute din creșterea performanțelor manageriale pot fi pastrate de aceștia pentru o perioadă de 5 ani, începând cu anul în care au fost obținute.

La data de 1 aprilie 2011, conform metodologiei de tarifare, s-a intrat în cel de-al cincilea an al celei de-a doua perioade de reglementare 2007-2012, pentru **activitatea de înmagazinare subterană**. În acest sens, conform prevederilor metodologice a fost demarat procesul de ajustare a veniturilor reglementate pentru operatorii de înmagazinare, respectiv SNGN ROMGAZ SA – sucursala de înmagazinare Ploiești, SC DEPOMUREȘ SA. și au fost emise Ordinul nr. 22/2011 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului ANRE nr. 63/2009 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de S.N.G.N. Romgaz S.A. – Mediaș și Ordinul nr. 21/2011 pentru prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului ANRE nr. 81/2009 privind stabilirea tarifelor

reglementate pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale realizat de S.C. Depomureș S.A. - Târgu Mureș.

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.

În prima, precum și în a doua perioada 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.

La data de 1 iulie 2011, conform metodologiei de tarifare, s-a intrat în cel de-al cincilea an al celei de-a doua perioade de reglementare 2007 - 2012, pentru **activitatea de transport**, pentru care a rămas în vigoare Ordinul președintelui ANRE nr. 18/24.06.2010 privind prelungirea duratei de valabilitate a Ordinului președintelui ANRE nr. 76/2009.

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.

Tarifal 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 (RCt) 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 tarifare 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:

$$T(t) = RC(ti) + RC(te) + V(t),$$

unde:

T(t) - tariful de transport;

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

RC(te) - 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 2011, categoriile de consumatori pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție sunt următoarele:

B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh

B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh

B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh

B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh

B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh .

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 operatorilor pe parcursul timpului. 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 operator către consumatori.

Rata de creștere a eficienței activității reglementate se determină la începutul fiecărei perioade de reglementare, pentru fiecare activitate reglementată și pentru fiecare operator. 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 costurile de capital asociate, dacă acestea sunt realizate într-o manieră prudentă și într-o structură optimizată de finanțare.

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 egalitatea dintre capitalul investit și fluxul de numerar (în valori prezente), disponibil pe perioada de amortizare reglementată a imobilizărilor corporale și necorporale, discountat cu valoarea WACC.

Deoarece companiile ce 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 prestate unui consumator final se facturează lunar și se determină cu următoarea formulă:

$$VT^f = Pf * Q$$

unde:

VT^f – valoarea totală a facturii, exclusiv TVA, reprezentând contravaloarea serviciului de furnizare reglementată, exprimată în lei;

Q – cantitatea furnizată, exprimată în MWh;

Pf – preț final reglementat, exprimat în lei/MWh.

Reglementatorul are dreptul să refuze operatorilor recunoașterea unor costuri sau părți din acestea, care nu au fost efectuate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

În data de 17 iunie 2011 a fost adoptată Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 53/17.06.2011 pentru instituirea unor măsuri de urgență în domeniul gazelor naturale. Una din măsurile cu efect imediat instituite prin această Ordonanță de Urgență a constituit-o **crearea a două structuri distincte de amestec import/intern al gazelor naturale**, una destinată exclusiv consumatorilor casnici și producătorilor de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației și una destinată celorlalți consumatori de pe piața reglementată de gaze naturale.

Noua structură de amestec import/intern al gazelor naturale a fost stabilită astfel încât pentru perioada iulie 2011- martie 2012, prețurile finale reglementate 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, să rămână constante.

Astfel, în conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență nr. 53/17.06.2011 au fost emise **Ordinele nr. 29/24.06.2011 și 37/21.09.2011** pentru modificarea ordinelor ANRE privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale. Prin ordinele **emise s-au majorat prețurile finale reglementate pentru consumatorii noncasnici** cu un procent mediu de 18%, cu excepția producătorilor de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației. Prețurile finale reglementate 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 au rămas nemodificate, la nivelul celor aprobate la 1 iulie 2009.

Având în vedere faptul că o eventuală modificare a tarifelor ar fi generat și modificarea prețurilor finale la consumatorii casnici, ceea ce **ar fi încălcat prevederile OUG nr. 53/16.06.2011**, nivelul acestora în anul 2011 a rămas nemodificat.

Tarifele de transport și distribuție pentru categoriile cele mai relevante de consumatori 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

Partea română a inițiat un dialog cu partea bulgară, în acest sens, având loc, mai multe întâlniri în perioada 2009 – 2011 atât la nivel de experți, cât și la nivel de miniștri.

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, va fi stabilită o metodologie de tarifare care să fie aprobată de ANRE.

Începând cu luna iulie 2011, Transgaz, împreună cu ANRE au demarat demersurile necesare stabilirii tarifelor de transport, respectiv a mecanismelor de alocare a capacității pe conducta de transport internațional destinată alimentării cu gaze a Republicii Bulgaria.

Relația româno-rusă

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 continuă și în cursul anului 2012.

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

4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene și rezolvarea disputelor

Aspectele privind respectarea prevederilor legislației europene sunt similare cu cele precizate în capitolul 3.1.5.

În cursul anului 2011 au fost înregistrate și soluționate **601 petiții** formulate de persoane fizice și juridice beneficiare a serviciilor asigurate de operatorii economici din sectorul gazelor naturale. Petițiile au fost transmise pe adresa ANRE, sau prin intermediul unor instituții publice, fiind direcționate la ANRE, spre competență analiză și soluționare.

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.

Pentru petițiile care au necesitat verificări suplimentare s-au solicitat acțiuni de control, prin intermediul Direcției Monitorizare și Control Teritorial. 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.

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

Nr crt	Principalele probleme semnalate	Total	[%]
1	Facturare gaze naturale	105	17.47
2	Acord de acces	64	10.65
3	Contractare	59	9.82
4	Instalații de utilizare	59	9.82
5	Contractare lucrări de racordare	49	8.15

Soluționarea neînțelegerilor/divergențelor în domeniul gazelor naturale

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 președintelui ANRGN nr. 1345/2004;

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

În anul 2011 nu au fost înregistrate **solicitări de mediere**.

ANRE a realizat **384 de controale în sectorul gazelor natural** 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 **2.017.000 lei**.

4.2. Promovarea concurenței

4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Consumul de gaze naturale s-a menținut relativ constat în ultimii ani, la nivelul de 13-14 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 3% în anul 2011 față de anul 2010. Distribuția consumului pe cele două mari categorii, casnic și noncasnic, precum și pe subcategoriile de consumatori 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 propunerile de transpunere ale prevederilor Directivei 73/2009/CE în legislația națională:

- piața concurențială angro de gaze naturale va funcționa 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 comerciale.

În anul 2011, consumul total de gaze naturale a fost de 150.810.050,612 MWh, din care 31.203.602,279 MWh a reprezentat consumul casnic (20,69%), 106.725.863,339 MWh a reprezentat consumul noncasnic (70,78%) și 12.880.584,994 MWh a reprezentat consumul propriu (8,54%).

În anul 2011, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.122.269, din care 179.947 consumatori noncasnici (5,76%) și 2.942.322 consumatori casnici (94,24%).

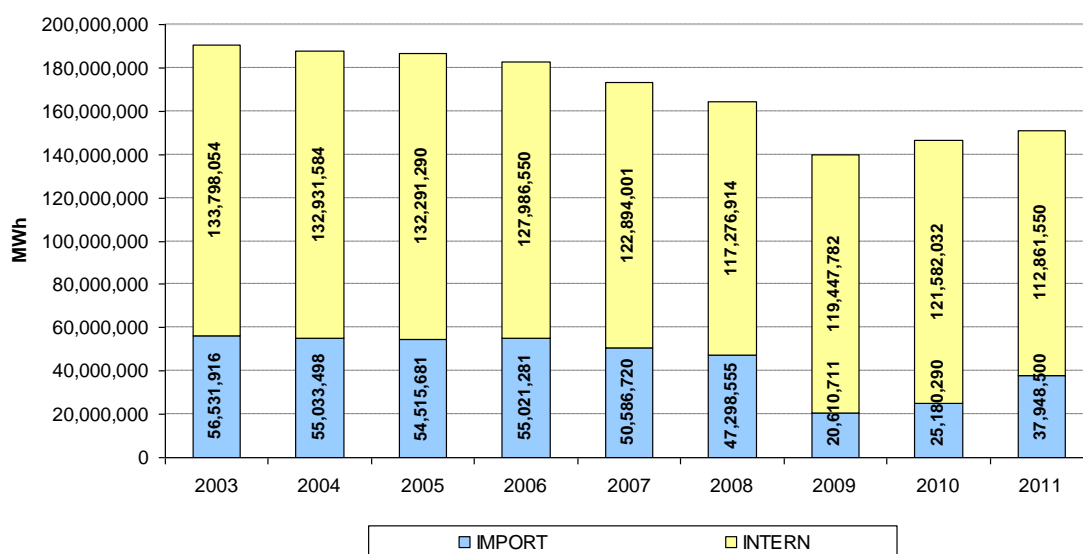
Consumul este acoperit atât din producție internă, cât și din import. În anul 2011, producția internă de gaze naturale a fost de 116.974.413,012 MWh, iar importul de 34.199.233,770 MWh.

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, la sfârșitul anului 2011:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 7 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco Energy New York, Aurelian Oil&Gas, Lotus Petrol și Foraj Sonde
- 3 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Depomureș și Amgaz
- 40 de societăți de distribuție a gazelor naturale– cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele și E.ON Gaz Distribuție
- 40 de furnizori care activează pe segmentul concurențial al pieței de gaze naturale.

Producția internă de gaze naturale în anul 2011, ce intră în consum a reprezentat 74,84% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit 97,14% din această sursă.

Importul ce a intrat în consum în 2011, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat diferența, respectiv 25,16%. Primii patru importatori - furnizori interni - cu o cotă de piață a importului de peste 11% fiecare, au realizat împreună 69,44%.



- cifrele din grafic reprezintă producția internă – curentă și extrasă din înmagazinare, importul – curent și extras din înmagazinare

Figura 4.1

Puterea calorică medie pe țară este de 10,607 kWh/mc.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața angro este 82,07%, iar pe piața cu amănuntul este de 61,61%.

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	4	85,82
Consumatori industriali	4	89,72
Consumatori comerciali	3	83,88
Consumatori casnici	2	92,42

Piața gazelor naturale din România este o piața națională.

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 injecția/extracția gazelor naturale [Lei / MWh]

Tariful mediu de înmagazinare în anul 2011 a fost de 11,17 lei/MWh.

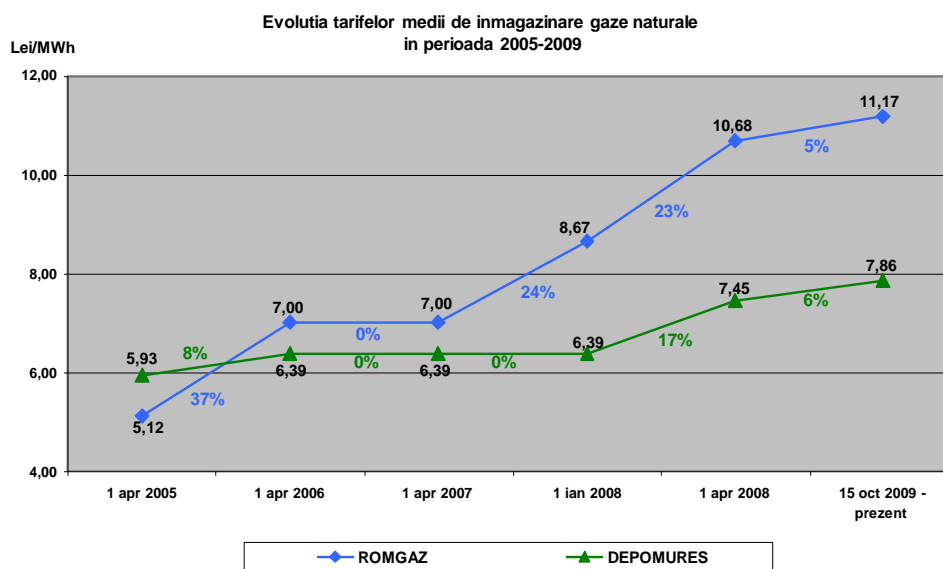


Figura 4.2

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 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 2011, repartizat pe tipuri de consumatori, consumul de gaze din România arăta astfel:

Categorie de consumatori	Grup de consumatori	Pondere din total consum
TOTAL, din care:		100 %
NON-CASNICI	Consumatori care nu au optat pentru schimbarea furnizorului	16,57 %
	Consumatori eligibili	60,81 %
CASNICI	Consumatori care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate	22,60 %
	Consumatori eligibili	0,02 %

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

Romgaz intern	38.46%
OMV Petrom	34.24%
Romgaz import	6.75%
GDF Suez Energy Romania	4.43%
Wice Romania SRL	3.53%
E.ON Energie Romania	2.76%
Interagro	2.51%
Elcen Buc.	1.85%
Amromco Ploiesti	1.49%
OMV Petrom Gas	1.34%
Conef Gaz	0.68%
Arelco Distribuție	0.60%
Azomures	0.43%
Amromco New York	0.36%
Aurelian Oil&Gas	0.22%
Tinmar	0.14%
EGL Gas& Power	0.12%
Foraj Sonde	0.06%
Alpha Metal	0.03%
Lotus Petrol (fost Toreador)	0.02%

Șapte companii desfășoară activități de producție și furnizare: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Ploiești, Amromco Energy New York, Aurelian Oil&Gas (actual Raffles Energy), Lotus Petrol (fost Toreador) și Foraj Sonde.

Consumurile totale din anul 2011 ale principalilor consumatori finali se regăsesc mai jos:

Categoriile de consumatori	MWh Consum
Casnici	31.203.602,279
Alți non-casnici	5.976.883,762
Comerciali	10.755.996,738
Sectorul producției de energie electrică și/sau termică	35.254.649,441
Alți industriali	24.806.288,146
Sectorul industriei chimice	29.932.045,252
TOTAL	137.929.465,618

Pe **piața reglementată**, în anul 2011, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 42 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.120.216**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **54.024,3 GWh**. Cotele de piață deținute principalii trei furnizori sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Furnizori	Cota de piață (%)
GDF SUEZ Energy Romania	50,07
E.On Energie Romania	41,05
Congaz	1,79

Pe segmentul **concurențial** au activat 40 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 **83.905,1 GWh**.

Furnizori	Cota de piață (%)
Petrom Gas	24,68
Romgaz	21,39
Interagro	21,35
GDF SUEZ Energy Romania	10,13
E.On Energie Romania	5,28

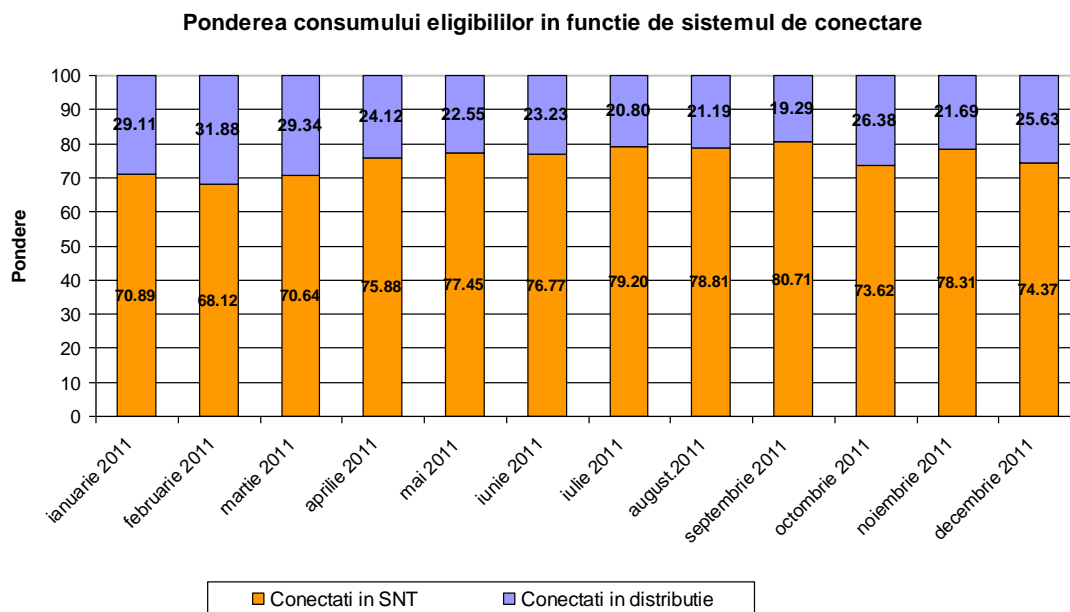
Piața gazelor naturale din România a fost deschisă total la 1 iulie 2007, astfel încât toți consumatorii de gaze naturale au posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

La sfârșitul anului 2011, erau **2053** consumatori eligibili pe piața liberă de gaze naturale, al căror consum echivala cu un procent efectiv de deschidere a pieței de **55,64 %**.

În anul 2011 din categoria consumatorilor conectați direct la sistemul național de transport circa 95,7% din consumatori (din punct de vedere a cantității de energie consumată) au ales să fie parte într-un contract de furnizare negociat.

În anul 2011 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 44,56 % din totalul consumatorilor noncasnici (din punct de vedere a cantității de energie consumată).



Propunerile de preluare în legislația națională a prevederilor Directivei 73/2009/CE prevăd că în cazul exercitării dreptului la eligibilitate, clienții finali nu mai au dreptul să revină la furnizarea reglementată.

Prețurile finale reglementate practicate pe categoriile relevante de consumatori sunt calculate ca medii ponderate cu cantitățile furnizate și sunt prezentate în situația de mai jos:

Consum Pret/Tarif	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)
	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ	Euro /GJ
Pret reglementat cu tarife (exclusiv TVA)	6.10	6.57	6.30	6.28
Tarif transport	0.53	0.53	0.53	0.53
Tarif distributie	1.37	1.67	1.68	1.68

4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare

O copie a raportului anual pe care ANRE îl pregătește pentru CEER și Comisia Europeană este transmis și Consiliului Concurenței.

4.2.4. Investigații și măsuri de promovare a concurenței

Instituția abilitată să efectueze investigații privind încălcarea prevederilor Legii concurenței este Consiliul Concurenței. ANRE este obligată să sesizeze Consiliul Concurenței cu privire la abuzul de poziție dominantă pe piață și la încălcarea prevederilor legale referitoare la concurență, ori de câte ori constată nerespectarea reglementărilor cu privire la concurență sau transparentă.

4.3. Protecția consumatorilor

Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare impune titularilor de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale următoarele obligații:

- a) asigurarea securității și continuității în furnizare, conform prevederilor legale în vigoare;
- b) realizarea serviciului în condiții de eficiență energetică și de protecție a mediului;
- c) respectarea prevederilor impuse de standardele de performanță specifice;
- d) asigurarea accesului terților la sisteme, în condițiile prevăzute la art. 61-63.

Pe lângă prevederile legale anterior menționate, aceste cerințe au fost prevăzute în Condițiile-cadru de valabilitate a licențelor pentru distribuția, respectiv furnizarea gazelor naturale, în Condițiile-cadru de valabilitate a autorizației de funcționare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1271/2004), precum și în Condițiile de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1362/2006).

De asemenea, Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE, instituie în sarcina tuturor deținătorilor de licență în sectorul gazelor naturale, precum și în sarcina tuturor producătorilor de gaze naturale, următoarele obligații:

- exploatarea instalațiilor și echipamentelor utilizate în acest sector în condiții de protecție a integrității persoanei și a bunurilor acesteia, precum și în condiții de protecție a mediului și de eficiență energetică
- asigurarea siguranței și continuității alimentării cu gaze naturale, pe perioada sezonului rece, a următoarelor categorii de consumatori:
 - consumatorii casnici
 - instituțiile care asigură servicii medicale și unitățile de învățământ, precum și instituțiile de asistență socială care asigură îngrijirea copiilor, persoanelor vârstnice sau persoanelor cu diferite grade de handicap
 - centralele de furnizare a agentului termic care nu au posibilitatea de a folosi combustibil alternativ
 - instituțiile publice de la nivel central și local, instituțiile din domeniul culturii și cultelor, organizațiile neguvernamentale de utilitate publică.

Pentru aceste categorii de consumatori, Legea prevede că, în situațiile de urgență, furnizorii și producătorii interni de gaze naturale au obligația de a disponibiliza cantitățile de gaze naturale necesare pentru a asigura consumul acestora, în ordinea menționată.

De asemenea, acestor categorii de consumatori, precum și persoanelor care beneficiază de asistență socială și celor care prezintă handicap, nu le va putea fi întreruptă alimentarea cu gaze naturale de către furnizori în situațiile de urgență, precum și pe perioada sezonului rece, respectiv din luna octombrie și până în luna martie.

Mecanismele de calcul al prețurilor finale reglementate sunt de tip „price-cap”.

Reglementatorul are dreptul să refuze operatorilor recunoașterea unor costuri sau părți din acestea, care nu au fost efectuate într-o manieră prudentă, având în vedere condițiile și informațiile disponibile la data când acestea au fost efectuate.

România s-a angajat în cadrul Memorandumul de Înțelegere semnat cu Comisia Europeană și respectiv în Scrisoarea de Intenție semnată la data de 14.09.2011 cu Fondul Monetar Internațional (pct. 26), *parte integrantă a Acordului de Înțelegere de tip Preventiv semnat cu FMI și Comisia Europeană (Precautionary Stand-By Arrangement for Romania)* să elimine gradual prețurile reglementate pentru consumatorii noncasnici și casnici pentru sectorul de gaze naturale în perioada 2013-2018.

În paralel, Comisia Europeană a continuat procesul de punere în întârziere demarat împotriva României în vara anului 2009 pentru nerespectarea prevederilor art. 3 alin. (1) coroborat cu art. 3 alin. (2) din Directiva 2009/73/CE privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE. În cadrul acestei acțiuni Comisia consideră că aplicarea mecanismului de prețuri reglementate pentru furnizarea de gaze naturale nu respectă principiul proporționalității în conformitate cu Jurisprudența Curții de Justiție a Uniunii Europene.

Pentru a se încadra în prevederile legislației comunitare, MECMA și ANRE au propus un proiect de Memorandum care a fost aprobat în Guvern în data de 24.05.2011 prin care se propunea, între altele contractarea și finalizarea unui studiu în cursul anului 2011 care să evalueze impactul eliminării prețurilor reglementate și stabilirea calendarelor de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru gaze naturale la clienții finali.

Având în vedere că acțiunile de mai sus converg spre aceleași cerințe privind eliminarea graduală a prețurilor reglementate la consumatorii finali, acțiune cu un impact economic semnificativ, în baza documentelor menționate mai sus, ANRE a contractat studiul de impact finalizat în cursul lunii decembrie 2011.

Având în vedere gradul redus de suportabilitate la nivelul consumatorilor casnici, a efortului financiar generat de creșterea prețului final la consumatorii casnici urmare a procesului de convergență a prețurilor producției interne la prețurile de import și de eliminare a prețurilor finale reglementate, autoritățile române propun un scenariu agreeat cu organismele financiare internaționale care constă în 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), iar pentru consumatorii casnici procesul menționat se finalizează la 31 decembrie 2018 și, totodată, 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.

Totodată, în noul proiect al Legii gazelor se va defini termenul de „*client vulnerabil*” cu privire la clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru acestea se stabilesc prin acte normative.

Referitor la transparența condițiilor contractuale, pe piața reglementată, contractele se încheie cu respectarea prevederilor din contractele-cadru, elaborate și aprobate de către autoritatea de reglementare, publicate în Monitorul Oficial al României, astfel:

- Ordinul Președintelui ANRE nr.77/2009 privind aprobarea contractelor cadru pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, republicată, și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, republicată,
- Contractul-cadru de transport al gazelor naturale aprobat ca Anexa nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 54/2007 privind aprobarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.
- Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2009 privind aprobarea Regulamentului privind stabilirea unor raporturi juridice între furnizori și consumatorii de gaze naturale.

Aceste reglementări conțin, în principal, prevederi referitoare la: prețul final reglementat, durata contractului, clauze minime privind drepturile și obligațiile părților, răspunderea contractuală, condițiile de încheiere a contractelor.

4.4. Securitatea alimentării cu gaze naturale

În anul 2011, consumul total de gaze naturale a fost de 150.810.050,612 MWh, din care 31.203.602,279 MWh a reprezentat consumul casnic (20,69%). Producția internă de gaze naturale intrată în consum a fost în anul 2011 de 116.974.413,012 MWh, iar importul de 34.199.233,770 MWh.

În anul 2011, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 3.122.269 din care 2.942.322 consumatori casnici.

Evoluția de perspectivă a producției și consumului de gaze naturale în perioada 2011-2020 se regăsește în Planul decenal de dezvoltare a rețelelor de gaze naturale elaborat de Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport în domeniul gazelor naturale-ENTSO-G și publicat pe pagina de internet www.entsog.eu.

În ceea ce privește securitatea alimentării cu gaze naturale, în anul 2007 a fost adoptată Legea nr. 346/2007 privind măsuri pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale, care transpune în legislația națională prevederile Directivei 2004/67/CE. Scopul legii este de a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale prin măsuri transparente, nediscriminatorii și compatibile cu existența unei piețe concurențiale a gazelor naturale.

În acest sens, Legea stabilește rolul și responsabilitățile autorităților și operatorilor de pe piața internă a gazelor naturale, precum și aplicarea măsurilor speciale ce se impun pentru a asigura un nivel corespunzător de siguranță în aprovizionarea cu gaze naturale. Se înființează o Comisie de coordonare, cu rolul de a elabora anual Planul de acțiune pentru situații de urgență și de a aviza și monitoriza măsurile necesare pentru asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze.

Legislația națională va fi adaptată în cursul anului 2012 cerințelor Regulamentului nr. 994/2010/CE privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE. Autoritatea competentă în aplicarea prevederilor Regulamentului este ministerul de resort.

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, din care 7 au fost funcționale în 2011, depozitul Nadeș neavând activitate în 2011. Cele 8 depozite au o capacitate totală de **3,135 miliarde mc**, capacitatea funcțională fiind, în anul 2011, de **3,06 miliarde mc**. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

Nr. crt.	Depozit	Capacitate (milioane mc)
1.	Bălăceanca	50
2.	Bîlcuiurești	1.310
3.	Cetatea de Baltă	200
4.	Ghercești	150
5.	Sărmășel	800
6.	Târgu Mureș	300
7.	Urziceni	250
8.	Nadeș	75

Nivelul stocului de gaze naturale în depozitele de înmagazinare subterană în perioada aprilie-octombrie 2011 este prezentat în *figura 4.3*

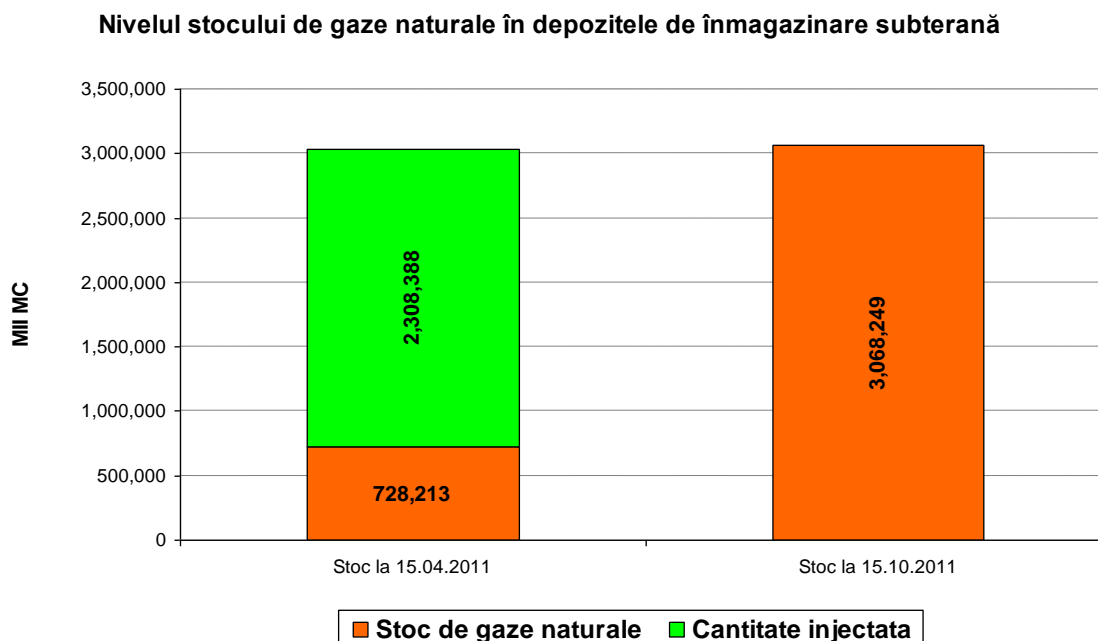


Figura 4.3

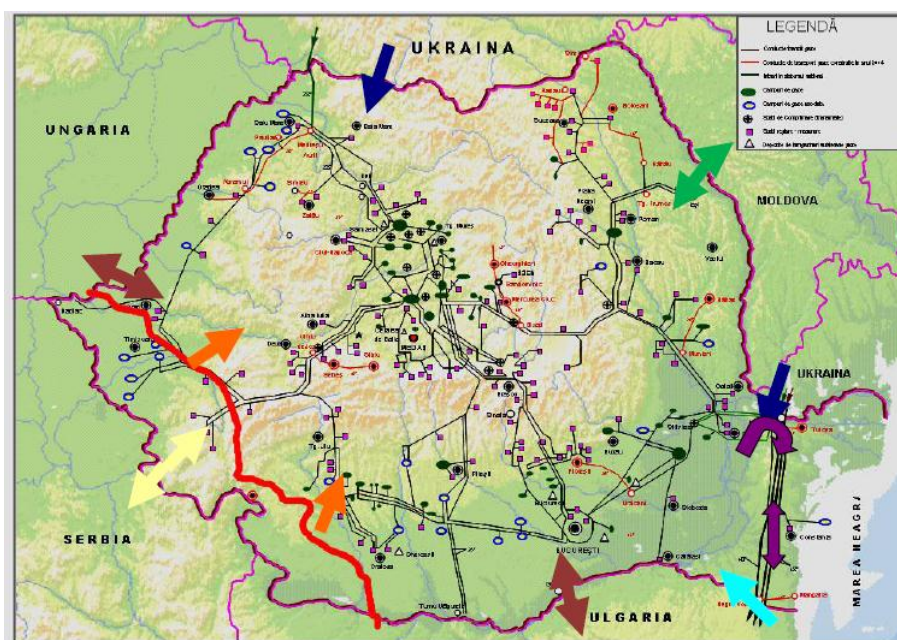
În prezent importul de gaze naturale în România se desfășoară prin:

1. Conducta de import gaze Orlovka – SMG Isaccea. Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate de transport: 8,7 mld.mc/an, presiune de proiectare: 55 bar și diametrul nominal: 1000 mm.

2. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina pe direcția Tekovo – Stația de Măsurare Gaze Medieșu Aurit. Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate de transport: 4,0 mld.mc/an, presiune de proiectare: 70 bar și diametrul nominal: 700 mm.

3. Conducta de interconectare cu sistemul de transport gaze naturale din Ungaria pe direcția Szeged – Arad. Conducta a fost finalizată în anul 2010. Parametrii tehnici ai conductei sunt: capacitate inițială de transport: 1,7 mld.mc/an – 200 mii mc/h; capacitatea maximă de transport: 4,4 mld.mc/an – 500 mii mc/h; diametru: 700 mm; presiune de proiectare: 63 bar; presiunea de operare: 40-60 bar; presiunea minimă garantată – 40 bar; lungime totală: 109 km, stație de reglare măsurare (SRM) situată în zona limitrofă a satului Horia (Nord-Est de Arad).

Direcții existente și viitoare de interconectare a Sistemului Național de Transport cu sistemele de transport gaze naturale din țările vecine



Legenda:

	Conducta Nabucco
	Interconectări existente pentru import
	Interconectări strategice - Ungaria și Bulgaria
	Interconectări pentru diversificarea surselor de import – (din Nabucco)
	Interconectări destinate dezvoltării unor noi capacități de înmagazinare
	Lucrări pentru asigurarea curgerii reversibile a fluxului de gaze naturale
	Diversificare direcții de import viitoare
	Alte interconectări (Serbia)

Sursă: *SNTGN Transgaz S.A*

Figura 4.4

ANRE asigură cadrul de reglementare necesar promovării investițiilor prin emiterea de autorizații și licențe, emiterea și aprobarea metodologiilor de stabilire a prețurilor și tarifelor, emiterea de reglementări comerciale și tehnice, elaborarea regulilor de acces și conectare la rețea a utilizatorilor.

Astfel, în sectorul gazelor naturale, autoritatea de reglementare avizează, pentru fiecare perioadă de reglementare pentru care se stabilesc tarife și prețuri reglementate, programele de investiții ale operatorilor licențiați, în vederea recunoașterii costurilor și încadrării acestora în tarifele și prețurile aprobate.

În contextul realizării obiectivului privind siguranța aprovizionării și al prevederilor Directivei 2004/67/CE, în vederea asigurării necesarului de consum al tuturor categoriilor de consumatori și eliminării disfuncționalităților apărute în piața internă de gaze naturale, în iarna 2005-2006, a fost promovat conceptul de **consumator întreruptibil**. Consumatorul întreruptibil contribuie decisiv la menținerea funcționării în deplină siguranță a Sistemului Național de Transport gaze naturale și a sistemelor de distribuție, prin acceptarea reducerii consumului, până la oprire.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat (Decizia ANRGN nr. 1000/2006), în conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Directivei 2003/55/CE, *Regulamentul privind stabilirea condițiilor și procedura de desemnare de către reglementator a furnizorului de ultimă instanță*, în vederea asigurării securității și continuității în furnizarea de gaze naturale. Regulamentul se aplică titularilor de licențe de furnizare a gazelor naturale, titularilor de licențe de distribuție a gazelor naturale, precum și consumatorilor de gaze naturale.

Furnizarea de ultimă instanță reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale, desfășurată de către un titular al licenței de furnizare desemnat sau selectat în condițiile Regulamentului, parte într-un contract negociat de furnizare a gazelor naturale, al cărui furnizor curent se află în situația în care autoritatea de reglementare îi retrage licența de furnizare.

Furnizarea de ultimă instanță obligatorie urmărește asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor, din următoarele categorii:

- consumatori casnici;
- spitale, școli, grădinițe;
- instituții publice;
- consumatori noncasnici, alții decât cei menționați anterior, cu un consum de până la 12.400 mc/an/loc de consum.

Furnizarea de ultima instanță obligatorie nu poate prevala asupra obligațiilor contractuale curente ale furnizorului de ultima instanță desemnat.

Furnizarea de ultima instanță voluntară reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale desfășurată de către un titular al licenței de furnizare selectat în condițiile Regulamentului pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a consumatorilor noncasnici, cu un consum de peste 12.401mc/an/loc de consum.

Obligațiile de serviciu public se aplică în mod corespunzător pentru furnizarea de ultimă instanță obligatorie.

Operatorii de distribuție au obligația să țină evidența tuturor schimbărilor de furnizori din zona lor de distribuție și să transmită semestrial autorității de reglementare un raport în acest sens întocmit conform modelului prevăzut de regulament. Datele din raport au caracter de informații publice.

În anul 2011, ca urmare a dispunerii de către Tribunalul București, Secția a VII-a Comercială a deschiderii procedurii falimentului față de furnizorul de gaze naturale S.C. AURAPLAST S.R.L., prin Decizia președintelui ANRE nr. 2532/11.10.2011, S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A. a fost desemnat furnizor de ultimă instanță pe o perioadă de 3 luni în satul Crizbav, aparținător comunei Crizbav, județul Brașov.

În contextul asigurării cantităților de gaze naturale necesare îndeplinirii obligației de serviciu public, în concordanță cu programul energetic elaborat pentru sezonul rece (octombrie an curent – martie an următor), furnizorii ce desfășoară activitatea de furnizare reglementată au obligația de a deține în depozitele de înmagazinare subterană, până la încheierea ciclului de injecție, un stoc minim de gaze naturale.

Având în vedere prevederile Metodologiei privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare și a nivelului stocului de gaze naturale pentru operatorul Sistemului național de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 91/2009, nivelul minim al stocului de gaze naturale aferent titularilor licenței de furnizare a gazelor naturale se stabilește astfel încât să fie echivalent cu cel puțin 25% din consumul total de gaze naturale înregistrat în ciclul de extracție anterior (perioada 1 octombrie – 31 martie).

Stocul minim de gaze naturale astfel determinat este defalcat pe segmentul reglementat și pe segmentul concurențial în funcție de ponderea creșterii consumului de gaze naturale înregistrată pe fiecare segment în ciclul de extracție, din ciclul de înmagazinare precedent, față de ciclul de injecție, din ciclul de înmagazinare curent, în creșterea totală a consumului de gaze naturale înregistrată în aceeași perioadă.

Nivelul stocului de gaze naturale aferent SNTGN Transgaz S.A. Mediaș, în calitate de operator al Sistemului național de transport al gazelor naturale, s-a stabilit având în vedere cantitățile de gaze naturale necesare pentru asigurarea permanentă a echilibrului fizic al Sistemului național de transport, în anul următor, (defalcate pe cantități maxime care pot fi stocate în Sistemul național de transport respectiv, cantități necesare a fi înmagazinate în depozitele de înmagazinare subterană, precum și fundamentarea acestora) și cantitatea de gaze naturale necesară a fi menținută în conducte în vederea funcționării Sistemului național de transport al gazelor naturale în condiții de siguranță.