

**ANRE**

**Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei**

Str. Constantin Nacu 3, 020995 București 37, România

Tel: +(4021) 311 22 44, Fax: +(4021) 312 43 65, [http:// www.anre.ro](http://www.anre.ro), e-mail: [anre@anre.ro](mailto:anre@anre.ro)



# **RAPORT ANUAL CĂTRE COMISIA EUROPEANĂ AL AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI – ANRE**

**31 iulie 2007**

## CUPRINS

<u>1</u>	<u>Cuvânt înainte</u>	<u>3</u>
<u>2</u>	<u>Rezumat al raportului \ Realizari importante în perioda de raportare</u>	<u>6</u>
<u>3</u>	<u>Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică</u>	<u>20</u>
<u>3.1</u>	<u>Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei “h”]</u>	<u>20</u>
<u>3.1.1</u>	<u>Generalități</u>	<u>20</u>
<u>3.1.2</u>	<u>Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor</u>	<u>20</u>
<u>3.1.3</u>	<u>Reglementarea activităților OTS și OD</u>	<u>25</u>
<u>3.1.4</u>	<u>Separare efectivă</u>	<u>35</u>
<u>3.2</u>	<u>Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)]</u>	<u>37</u>
<u>3.2.1</u>	<u>Descrierea pieței angro</u>	<u>37</u>
<u>3.2.2</u>	<u>Descrierea pieței cu amănuntul</u>	<u>46</u>
<u>3.2.3</u>	<u>Măsuri de evitare a abuzului de putere dominantă</u>	<u>50</u>
<u>4</u>	<u>Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale</u>	<u>54</u>
<u>4.1</u>	<u>Aspecte de reglementare [Articol 25(1)]</u>	<u>54</u>
<u>4.1.1</u>	<u>Generalități</u>	<u>54</u>
<u>4.1.2</u>	<u>Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor</u>	<u>55</u>
<u>4.1.3</u>	<u>Reglementarea activităților OTS și OD</u>	<u>56</u>
	<u>Regimul de proprietate</u>	<u>58</u>
<u>4.1.4</u>	<u>Separare efectivă</u>	<u>63</u>
	<u>Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]</u>	<u>65</u>
<u>4.2.1</u>	<u>Descrierea pieței angro (orice tranzacție încheiată de participanții la piață cu excepția consumatorilor finali)</u>	<u>65</u>
<u>4.2.2</u>	<u>Descrierea pieței cu amănuntul</u>	<u>67</u>
<u>5</u>	<u>Securitatea alimentării cu energie</u>	<u>69</u>
<u>5.1</u>	<u>Energie electrică [Articol 4]</u>	<u>69</u>
<u>5.2</u>	<u>Gaz natural [Articol 5]</u>	<u>75</u>
<u>6</u>	<u>Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică și 3(6) gaz natural]</u>	<u>79</u>

## 1 Cuvânt înainte

Acest document constituie primul raport transmis de către președintele Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE către Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare ce revin autorității în conformitate cu prevederile Directivelor 2003/54/CE și 2003/55/CE și în noua calitate a României de stat membru al Uniunii Europene începând cu 1 ianuarie 2007.

În concordanță cu acordul încheiat între Consiliul Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei (CEER) și Comisia Europeană, raportul conține informații referitoare la piețele de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2006- 1 iulie 2007.

În sectorul energiei electrice, respectiv în cel al gazelor naturale, în România, au fost înființate autorități de reglementare în octombrie 1998 (ANRE), respectiv 2000 (ANRGN), ca instituții publice autonome, aflate pentru început în coordonarea ministerului de resort, apoi în coordonarea Primului-ministru.

Funcționarea autorităților de reglementare s-a realizat în baza Legii energiei electrice nr. 318/2003 și a Legii gazelor nr. 351/2004 cu modificările și completările ulterioare, misiunea acestora fiind de a elabora, stabili și urmări aplicarea ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, precum și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și de protecție a consumatorilor.

În luna aprilie 2007, ANRE a preluat atribuțiile, bugetul, sursele de finanțare, personalul drepturile și obligațiile Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Gazelor Naturale – ANRGN, realizându-se astfel unificarea celor două autorități de reglementare. Noul regulament de organizare și funcționare a fost aprobat prin Hotărârea de Guvern nr. 410/04.05.2007.

Consecvențe în demersurile lor pentru implementarea legislației secundare adecvate dezvoltării unei piețe interne de energie eficiente, atât ANRE cât și ANRGN au continuat în 2006 procesul de perfecționare și completare a cadrului de reglementare în sensul armonizării acestuia cu cerințele legislative românești și europene și adaptării sale continue procesului de dezvoltare al sectorului energiei electrice respectiv cel al gazelor naturale.

În domeniul energiei electrice, anul 2006 a fost dominat de două proiecte importante: promovarea noii legi a energiei electrice și asigurarea condițiilor necesare separării legale a activităților de distribuție de cele de furnizare la 1 iulie 2007.

Noua lege a energiei electrice a fost aprobată de către Parlamentul României la sfârșitul anului 2006, fiind promulgată de către președintele României la 23 ianuarie 2007. Legea a transpus prevederile Directivei 2003/54/CE și a permis adaptarea cadrului de reglementare în vederea deschiderii totale a pieței de energie electrică.

Urmare a activității desfășurate în cursul anului 2006 în scopul asigurării condițiilor necesare separării legale a activităților de distribuție de cele de furnizare, la 1 iulie 2007, E.ON Moldova, CEZ Electrica Oltenia, ENEL Electrica Banat și ENEL Electrica Dobrogea au realizat separarea legală a acestor activități prin înființarea de societăți distincte de furnizare. Societățile de distribuție și furnizare aflate în proprietatea statului au promovat de asemenea actele legislative necesare în vederea separării activităților, în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 462/09.07.2007 fiind publicată Hotărârea de Guvern nr. 675/28.06.2007 privind reorganizarea prin divizare parțială a societăților comerciale de distribuție și furnizare a energiei electrice, filiale ale S.C. Electrica S.A.

Deschiderea totală a piețelor de energie electrică și de gaze naturale s-a realizat prin aprobarea Hotărârii de Guvern nr. 638/20.06.2007, toți consumatorii fiind liberi să-și aleagă furnizorul începând cu 1 iulie 2007.

În domeniul gazelor naturale, a continuat procesul de transpunere a prevederilor Directivei 2003/55/CE și de pregătire a pieței gazelor naturale pentru liberalizarea integrală a acesteia, la 1 iulie 2007.

În acest sens, cadrul de reglementare din sector a fost completat prin adoptarea, în cursul anului 2006, a Regulamentului privind furnizorul de ultimă instanță. Furnizorul de ultimă instanță aduce ca noutate faptul ca reprezintă o garanție pentru desfășurarea în condiții de siguranță a activității consumatorilor de gaze naturale, în contextul liberalizării integrale a pieței gazelor, începând cu data de 1 iulie 2007, de când toți consumatorii, inclusiv consumatorii casnici, au posibilitatea de a-și alege liber furnizorul. Acest tip de furnizare are în vedere, în special, protejarea consumatorilor casnici, a unităților de asistență medicală și a celor de învățământ, precum și a micilor consumatori comerciali (cu un consum anual mai mic de 12.400 m.c.). Pentru aceasta, ANRGN a decis ca furnizarea de ultimă instanță sa fie obligatorie, deoarece capacitatea lor de reacție în asemenea situații este mai redusă.

Totodată, în vederea realizării unui alt obiectiv permanent al activității de reglementare a pieței gazelor naturale, respectiv asigurarea unui nivel adecvat de calitate a serviciilor furnizate în sector, în cursul anului 2006 au fost elaborate Standardele de performanță pentru serviciul de distribuție, respectiv transport al gazelor naturale, care reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatori de performanță, pentru asigurarea serviciilor de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale și a serviciilor conexe, realizate de către operatorul sistemului de transport, respectiv operatorii sistemelor de distribuție. Totodată, a fost elaborat și supus dezbaterii publice Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale, avându-se în vedere aprobarea acestuia în cursul anului curent.

Un element de bază al reglementării sectorului l-a constituit demararea elaborării Codului rețelei. Proiectul codului rețelei urmează să fie supus dezbaterii și, după analiza observațiilor/propunerilor/comentariilor primite, va urma procesul intern de adoptare sub formă de reglementare. Într-o primă etapă, corespunzător condițiilor tehnice, Codul rețelei va avea un statut interimar și se va urmări principiile de bază aferente rezervării de capacitate și echilibrării (în conformitate cu ghidul ERGEG privind echilibrarea), stabilind următoarele aspecte principale:

- tipuri de contracte și acorduri;
- rezervarea capacității și contractele de transport;
- proceduri de nominalizare și comunicarea între participanții pe piață;
- informații disponibile și furnizarea lor;
- principii de alocare;
- proceduri de echilibrare și schimb de informații între Operatorul Sistemului de Transport-OST și utilizatorii rețelei (provizorii și definitive).

Modelul de piață propus a fi dezvoltat prevede ca SNTGN TRANSGAZ SA să fie neutru financiar față de costurile echilibrării sistemului național de transport - SNT, care va fi operat pe baza unui concept de echilibrare reziduală zilnică, pentru a asigura operarea în siguranță a sistemului. Activitatea de operare a pieței, axată în prezent pe monitorizarea dozajului import/total consum, va fi menținută strict până la eliminarea diferențelor dintre prețul gazelor de import și a celor din țară.

Taxele de dezechilibru aplicabile utilizatorilor rețelei vor reflecta în general costurile consecințelor dezechilibrelor iar prețurile angro pot varia în cursul întregului an, în conformitate cu costul marginal și cu alte aspecte fundamentale ale pieței.

Va continua procesul de aliniere a prețului gazelor naturale la producător la niveluri comparabile cu prețul de import, prin majorarea anuală a prețului producției interne astfel încât, în funcție de evoluția prețului la importul de gaze, convergența prețurilor să fie atinsă cât mai curând – pe baza unui calendar realist, cu respectarea reglementărilor comunitare privind subvențiile și ajutoarele de stat.

O altă direcție prioritară în procesul de reglementare a sectorului gazelor naturale a constituit-o asigurarea condițiilor pentru implementarea obligațiilor de separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale. În acest sens, în cursul anului 2006, a fost aprobat Regulamentul privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, care detaliază obligațiile de separare. De asemenea, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare în vederea îndeplinirii obligațiilor privind separarea. Pe această bază, separarea contabilă a fost realizată. De asemenea, a fost realizată separarea legală pentru E.ON Gaz România, unul dintre cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție. Procedurile de separare legală a operatorului sistemului de transport – Transgaz, a unui operator de înmagazinare – Romgaz și a celui alt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, sunt în curs de finalizare. Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deservesc mai puțin de 100.000 consumatori conectați la rețea, sunt exceptați de la obligația separării legale.

Pentru a veni în sprijinul consumatorilor vulnerabili și ținând cont de necesitatea utilizării mai eficiente a gazelor naturale, Guvernul a instituit Programul de acordare a unor ajutoare bănești populației cu venituri reduse, care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale. Consumatorii de gaze naturale pot beneficia de aceste ajutoare la achiziționarea unei centrale termice individuale sau a unui număr maxim de trei arzătoare automatizate.

**Gergely Olosz**

**Președinte**



## 2 Rezumat al raportului \ Realizari importante în perioda de raportare

### *Structura organizatorică a autorității de reglementare*

Pe parcursul anului 2006, activitatea de reglementare a sectorului energiei electrice și a celui de gaze naturale s-a desfășurat în cadrul celor două autorități de reglementare existente, ANRE și ANRGN. În luna aprilie 2007, ANRE a preluat atribuțiile, bugetul, sursele de finanțare, personalul drepturile și obligațiile ANRGN, activitatea fiind reorganizată în concordanță cu prevederile Hotărârii de Guvern (HG) nr. 410/04.05.2007. Legile energiei electrice și cea a gazelor naturale au fost modificate și completate prin Ordonanța de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 33/04.05.2007 urmare a acestei reorganizări.

În noua structură, ANRE este o instituție publică autonomă de interes național cu personalitate juridică și finanțare integrală din venituri extrabugetare, aflată în coordonarea primului-ministru, prin Cancelaria Primului-Ministru.

Misiunea ANRE este de a elabora, stabili și urmări aplicarea ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național, necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, precum și a gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și de protecție a consumatorilor.

Conducerea ANRE este asigurată de un președinte, ajutat de trei vicepreședinți, numiți și revocați prin decizie a primului-ministru, pentru un mandat de 5 ani. Președintele reprezintă ANRE în relațiile cu terții.

Pentru aprobarea reglementărilor elaborate de ANRE a fost constituit un comitet de reglementare format din președinte, cei trei vicepreședinți și șapte reglementatori. Cei șapte reglementatori sunt numiți de primul-ministru pe o perioadă de cinci ani, din cadrul personalului ANRE, la propunerea președintelui ANRE. Ordinele și deciziile ANRE cu privire la reglementare sunt adoptate cu votul majorității membrilor comitetului de reglementare.

Desfășurarea activităților în sectorul energiei electrice și în cel al gazelor naturale urmăresc:

- asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale;
- diversificarea bazei de resurse energetice primare;
- asigurarea capacității de înmagazinare a gazelor naturale atât pentru nevoile curente, cât și pentru cele strategice;
- constituirea stocurilor de siguranță la combustibilii necesari pentru producerea energiei electrice, precum și a energiei termice produse în cogenerare;
- crearea și asigurarea funcționării piețelor concurențiale de energie;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu la sursele de gaze naturale;
- asigurarea accesului nediscriminatoriu și reglementat al tuturor participanților la piețele de energie și la rețelele electrice de interes public; asigurarea accesului nediscriminatoriu al terților la conductele din amonte, depozitele de înmagazinare, sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale;
- transparența tarifelor, prețurilor și taxelor la energie, urmărind creșterea eficienței energetice atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor naturale;
- asigurarea siguranței și continuității în alimentarea cu energie a consumatorilor;
- protejarea intereselor legitime ale consumatorilor;

- asigurarea siguranței în funcționare și a funcționării interconectate a Sistemului electroenergetic național -SEN și a Sistemului național de transport - SNT al gazelor naturale cu sistemele țărilor vecine și cu sistemele europene;
- asigurarea protecției mediului la nivel local și global, în concordanță cu reglementările legale în vigoare;
- promovarea utilizării surselor noi și regenerabile de energie;
- promovarea producției de energie electrică realizată în sisteme de cogenerare de înaltă eficiență, asociată energiei termice livrate pentru acoperirea unui consum economic justificat.

#### *Principalele atribuții și competențe ale ANRE în sectorul energiei electrice*

- stabilește reglementări cu caracter obligatoriu pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice;
- acordă, modifică, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele pentru operatorii economici din sectorul energiei electrice, inclusiv pentru producătorii de energie termică produsă în cogenerare;
- elaborează și aprobă metodologiile de calcul necesare stabilirii prețurilor și tarifelor reglementate;
- stabilește tarife/prețurile aplicabile consumatorilor captivi până la deschiderea integrală a pieței urmând ca după această dată să stabilească tarife/prețurile pentru consumatorii casnici și pentru clienți comerciali mici a căror putere maximă aprobată prin avizul tehnic de racordare este de până la 100 kVA. Tarifele reglementate se aplică până când aceștia își exercită prima dată dreptul de eligibilitate;
- elaborează și aproba regulamentul de desemnare a furnizorului de ultimă opțiune, stabilește criteriile și regulile pentru stabilirea tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă opțiune;
- aprobă prețurile și tarifele practicate între operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice pe piața reglementată de energie electrică, tarifele pentru serviciile de sistem, de transport și de distribuție a energiei electrice, prețurile și tarifele practicate pentru activitățile și serviciile aferente producerii energiei termice în cogenerare destinate populației, pe bază de consultări, în scopul asigurării protecției consumatorului final;
- stabilește contractele-cadru de furnizare, pe cele dintre operatorii economici privind vânzarea, achiziția, transportul, serviciul de sistem și distribuția energiei electrice, precum și pe cele de vânzare a energiei termice produse în cogenerare;
- elaborează regulamentul de furnizare a energiei electrice la consumatori, care se aprobă prin hotărâre a Guvernului;
- aprobă reglementări tehnice și comerciale pentru operatorii economici din sector;
- exercita controlul cu privire la respectarea de către operatorii economici din sectorul energiei electrice a reglementărilor emise, a sistemului de prețuri și tarife în vigoare și aplică sancțiuni în cazul nerespectării acestora;
- stabilește procedura de soluționare a neînțelegerilor precontractuale și soluționează neînțelegerile 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;
- stabilește metodologia proprie de urmărire și control în vederea respectării de către operatorii economici a sistemului de prețuri și tarife;
- elaborează, în conformitate cu prevederile legale, regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniu;
- urmărește aplicarea reglementărilor specifice în domeniul energiei electrice;

- sesizează ministerul de resort și 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 și transparență;
- creează și gestionează o bază de date la nivel național, necesară desfășurării activității sale și pentru furnizarea de informații altor autorități în elaborarea strategiei de dezvoltare a sectorului energiei electrice, precum și în legatură cu activitatea comerțului internațional cu energie electrică și cu practicile internaționale în domeniu, pe baza datelor ce vor fi transmise de operatorii economici implicați;
- elaborează regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, regulament care se aprobă prin hotărâre a Guvernului;
- publică rapoarte anuale asupra activității proprii și rezultatelor activității de monitorizare desfășurate conform legii;
- organizează, monitorizează și controlează procedurile privind realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice în condițiile în care prin procedura de autorizare nu este garantată siguranța alimentării pentru consumul intern;
- colaborează cu autoritățile de reglementare ale statelor din regiune pentru armonizarea cadrului de reglementare pentru dezvoltarea pieței regionale, inclusiv privind schimburile transfrontaliere de energie electrică și regulile privind gestionarea și alocarea capacităților de interconexiune prin care sistemul este interconectat;
- monitorizează piața de energie electrică în vederea evaluării nivelului de eficiență, transparență și concurență a acesteia pe bază de reglementări proprii și prezintă rapoarte trimestriale primului-ministru și ministrului de resort privind problemele și soluțiile aplicate;

Activitatea de monitorizare pentru sectorul energiei electrice realizată de ANRE se referă în principal la:

- regulile de management și alocare a capacității de interconexiune, în cooperare cu autoritățile de reglementare din statele cu care SEN este interconectat;
- managementul congestiilor în SEN;
- durata de realizare a racordărilor la rețeaua de transport și distribuție de către operatorul implicat și durata de reconectare după reparații;
- publicarea de către operatorul de transport și de sistem și de către operatorul de distribuție a informațiilor adecvate privind capacitățile de interconexiune, utilizarea rețelei și capacitatea alocată, cu respectarea confidențialității informațiilor comerciale specifice;
- separarea efectivă a situațiilor contabile, pentru a asigura evitarea subvențiilor încrucișate între activitățile de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei electrice;
- termenii, condițiile și tarifele pentru conectarea unor noi producători de energie electrică, pentru a garanta ca acestea sunt obiective, transparente și nediscriminatorii, în special având în vedere costurile și beneficiile diverselor tehnologii privind sursele regenerabile de energie, producția distribuită și producerea energiei termice în cogenerare;
- modalitățile în care operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție își îndeplinesc obligațiile prevăzute în prezenta lege;
- nivelul de transparență și de concurență privind funcționarea pieței de energie electrică.

#### *Principalele atribuții și competențe ale ANRE în sectorul gazelor naturale*

- elaborează și propune spre aprobare Guvernului Regulamentul privind acordarea autorizațiilor și licențelor în sectorul gazelor naturale;
- stabilește condițiile de valabilitate pentru autorizațiile și licențele acordate;



- elaborează și aprobă reglementări și norme tehnice la nivel național care stabilesc criteriile de siguranță tehnică, cerințele tehnice minime de proiectare, execuție și exploatare, necesare pentru funcționarea în condiții de eficiență și siguranță a obiectivelor din domeniul gazelor naturale;
- elaborează și propune spre aprobare Guvernului regulamentele privind accesul terților la conductele din amonte, conductele de tranzit, la depozitele de înmagazinare, la sistemele de transport și de distribuție a gazelor naturale;
- elaborează, aprobă și aplică reglementări pentru organizarea și funcționarea pieței de gaze naturale, privind asigurarea continuității și siguranței alimentării cu gaze naturale a consumatorilor;
- asigură liberalizarea totală a pieței interne de gaze naturale;
- aprobă regulamentele de programare, funcționare și dispecerizare a SNT și a depozitelor de înmagazinare a gazelor naturale, la propunerea operatorilor din sector;
- elaborează, aprobă și aplică criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
- elaborează și aprobă contractele-cadru pentru furnizarea gazelor naturale, contractele-cadru pentru prestarea serviciilor de înmagazinare, de transport și de distribuție, precum și contractele-cadru pentru activitățile conexe, desfășurate în baza unor tarife reglementate;
- elaborează, aprobă și urmărește aplicarea reglementărilor tehnice, comerciale, economice, operationale, cu caracter obligatoriu, referitoare la parametrii de calitate ai serviciilor de transport, tranzit, înmagazinare, stocare, dispecerizare, distribuție și furnizare a gazelor naturale;
- avizează, în condițiile legii, clauzele și condițiile specifice din contractele de concesiune a bunurilor, activităților și serviciilor din sectorul gazelor naturale;
- monitorizează:
  - piața internă de gaze naturale;
  - respectarea reglementărilor privind organizarea și funcționarea pieței de gaze naturale;
  - respectarea reglementărilor privind accesul la conductele din amonte, depozitele de înmagazinare și la sistemele de transport și de distribuție;
  - respectarea criteriilor și a metodelor pentru aprobarea prețurilor și pentru stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale;
  - aplicarea regulilor privind gestionarea și alocarea capacităților de interconectare, împreună cu autoritatea sau cu autoritățile de reglementare din statele cu care există interconectare;
  - modul de rezolvare a problemei capacității supraaglomerate a SNT al gazelor naturale;
  - publicarea informațiilor de interes de către operatorii sistemelor de transport și de distribuție privind conductele de interconectare, utilizarea rețelei și alocarea capacității către părțile interesate, ținând cont de necesitatea de a păstra confidențialitatea datelor cu caracter comercial;
  - separarea efectivă a conturilor pentru activitățile de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale și GNL - gaz natural lichefiat, GPL - gaz petrolier lichefiat, GNCV - gaz natural comprimat pentru vehicule, pentru evitarea subvențiilor încrucisate între acestea;
  - respectarea de către operatorii licențiați a condițiilor de valabilitate pentru licențe;
  - activitatea operatorilor licențiați pentru asigurarea securității și continuității în furnizarea gazelor naturale;
- soluționează divergențe privind refuzul de acces la SNT al gazelor naturale/sistemele de distribuție a gazelor naturale;

- mediază neînțelegerile precontractuale în sectorul gazelor naturale, conform procedurilor proprii;
- elaborează, aprobă și aplică Regulamentul de constatare, notificare și sancționare a abaterilor de la reglementările emise în domeniul gazelor naturale;
- protejează interesele legitime ale consumatorilor din sectorul gazelor naturale;
- creează baza de date necesară pentru desfășurarea activității sale și pentru furnizarea de informații altor organisme implicate în elaborarea strategiei de dezvoltare a sectorului gazelor naturale, precum și în activitatea de comerț internațional cu gaze naturale;
- stabilește, pentru operatorii licențiați, obiectivele privind asigurarea securității și continuității în furnizarea de gaze naturale, precum și condițiile și procedura de desemnare a furnizorului de ultima instanță;
- 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.

*Independența autorității. Modul de contestare a deciziilor și ordinelor. Raportări. Informații privind suprapuneri de competențe cu alte autorități (minister, autoritate concurență etc. , naționale sau supranaționale)*

Din punct de vedere instituțional, atribuțiile și competențele ANRE sunt clar definite în legislația primară, finanțarea instituției fiind asigurată din venituri proprii provenite din tarife percepute pentru acordarea de licențe, autorizații și atestări, pentru prestări de servicii, precum și din contribuții ale operatorilor economici din sectorul energiei sau din fonduri acordate de organisme internaționale. Legislația primară prevede criterii clare de încetare a mandatului pentru conducerea ANRE și pentru membrii Comitetului de reglementare. În scopul implicării părților interesate în procesul de luare a deciziilor ANRE a dezvoltat mecanisme de consultare și informare a acestora. Reglementările de interes general se aprobă prin ordine ale ANRE și se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

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 30 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 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.

---

## Principalele evoluții înregistrate de piețele de energie electrică și gaz natural

### Piața de energie electrică

Restructurarea sectorului energiei electrice din România a început în anul 1998 și a continuat în pași succesivi, în aplicarea prevederilor aquis-ului comunitar, astfel încât, la 1 ianuarie 2007, în sector existau:

- 67 deținători de licență de producere de energie electrică,
- un operator de transport și sistem,
- un operator de piață,
- 8 operatori regionali de distribuție (4 societăți proprietate de stat și 4 societăți cu acționariat majoritar privat), care realizează totodată și activitatea de furnizare la prețuri reglementate pentru consumatorii captivi și pentru consumatorii eligibili care nu și-au exercitat dreptul de a-și alege furnizorul,
- cca 130 titulari de licență de furnizare din care 51 activi, desfășurând activități de furnizare a energiei electrice la consumatorii eligibili și activități de comercializare a energiei electrice pe piața angro. Aproape în totalitate, aceștia sunt furnizori privați, independenți.

Producția totală de energie electrică, în anul 2006, a fost de 62,43 TWh, înregistrând o creștere de cca 5% față de anul 2005. Consumul intern a fost de 53,02 TWh cu cca 2% mai mare decât cel înregistrat în anul 2005.

Numărul producătorilor care dețin mai mult de 5% din capacitatea instalată totală este de **5**, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători este de **65,1%**. Din punct de vedere al energiei electrice livrate în rețea, numărul companiilor producătoare care au livrat mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de **7**, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de **58,5%**.

Începând cu 1 iulie 2005, a intrat în vigoare noul model de piață, conform căruia energia electrică se tranzacționează angro prin contracte (reglementate, pentru cota corespunzătoare alimentării consumatorilor captivi și consumurilor proprii tehnologice din rețele și negociate, în rest) și prin tranzacții încheiate pe piața voluntară pentru ziua următoare, PZU. Diferențele apărute în timp real între cerere și ofertă sunt asigurate de către operatorul de sistem, prin acceptarea ofertelor realizate pe piața de echilibrare - PE, participanții asumându-și responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele înregistrate. Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente a contractelor pe piața concurențială, începând cu decembrie 2005 a fost organizată Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB).

În cursul anului 2006, din energia electrică vândută de producători, cca. 46% s-a tranzacționat pe piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate, iar 54% pe piața concurențială.

Pe **pieța reglementată**, vânzările *producătorilor* au fost destinate:

- pentru consumul consumatorilor captivi la tarife reglementate - cca. 32,7%;
- pentru acoperirea pierderilor în rețele – 9,5% aferent pierderilor în distribuție și 1,4% aferent pierderilor în rețeaua de transport;
- restul energiei vândute de producători pe piața reglementată s-a tranzacționat între producători, pe contracte tip opțiune (contracte destinate acoperirii riscurilor hidrologice, ieșirilor îndelungate din funcțiune etc.).

Prețul mediu al energiei electrice pe totalul contractelor reglementate încheiate de producătorii cu unități dispecerizabile a fost de cca. 154 RON/MWh (43,7 Euro/MWh).

Pe **piața concurențială**, *producătorii* au tranzacționat prin contracte negociate bilateral cca. 5% din energia electrică cu consumatorii eligibili, 5,4% cu parteneri externi (export), 39% cu furnizori concurențiali sau cu alți producători și 1% cu distribuitorii-furnizori ai consumatorilor captivi; cotele tranzacționate prin contracte încheiate în urma licitațiilor organizate pe PCCB au fost de cca 1% cu furnizori concurențiali, iar cca. 3% din energie a fost tranzacționată pe PZU.

Volumul tranzacțiilor încheiate pe PCCB a avut o tendință de creștere de-a lungul anului, remarcându-se tranzacționarea unor volume importante în noiembrie-decembrie 2006, pentru livrare în 2007.

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2006 a înregistrat o valoare de 4106 GWh, reprezentând cca. 8% din consumul intern, ceea ce semnifică o lichiditate acceptabilă a acestei piețe, în condițiile în care aceasta a devenit voluntară, începând cu 1 iulie 2005. Având în vedere volumele tranzacționate pe celelalte piețe, se consideră însă că există încă suficiente resurse de creștere.

Prețul mediu stabilit de PZU s-a caracterizat printr-o tendință de creștere accentuată în a doua parte a anului 2006, pe fondul unor prognoze pesimiste cu privire la asigurarea resurselor, generate și de caracterul secetos al perioadei. Astfel, în decembrie 2006 s-a înregistrat valoarea maximă a prețului mediu lunar pentru întreaga perioadă de tranzacționare pe PZU (iulie 2005 - decembrie 2006), de cca 215 RON/MWh (61 Euro/MWh), în timp ce valorile cele mai scăzute s-au obținut în perioada mai – iunie, caracterizată de un nivel hidrologic ridicat. Valoarea medie lunară în anul 2006 a fost de 161,06 RON/MWh (45,7 Euro/MWh).

Volumul lunar tranzacționat pe piața de echilibrare, înregistrat în perioada de funcționare iulie 2005 – decembrie 2006, s-a situat în intervalul 5 - 13% din consumul intern. Valorile realizate în 2006 arată volume comparabile tranzacționate pe PZU și pe PE, ceea ce indică existența unui potențial de eficientizare, prin creșterea volumelor pe PZU și diminuarea celor pe PE.

Piața de servicii de sistem are rolul de a asigura existența în orice moment, la dispoziția OTS, a unor capacități de producție capabile să asigure reglajul. Aceasta funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiar rapidă și terțiară lentă; producătorii sunt plătiți, pe această piață, pentru faptul că țin la dispoziția OTS rezervele contractate, având obligația de a oferi capacitatea respectivă pe piața de echilibrare, în cadrul căreia sunt plătiți pentru energia realizată pentru reglajele efectuate. Pentru a putea participa la piața de servicii de sistem tehnologice, participanții trebuie să primească din partea OTS o calificare din punct de vedere al capacității tehnice.

Întrucât s-a constatat o situație de concentrare ridicată pe piața de servicii de sistem (producătorul hidro fiind capabil de a realiza cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară, restul fiind asigurat prin contracte încheiate în sistem concurențial, în urma negocierii/licitațiilor desfășurate de OTS.

Participarea activă, la piață, a consumatorilor (cererii) este posibilă în cadrul PZU (prin participarea furnizorilor care alimentează consumatori) și prin intermediul ofertelor de creștere/scădere pe piața de echilibrare realizate de consumatorii dispecerizabili. În anul 2006 nu au existat astfel de consumatori, în viitor fiind luată în considerare construcția unei centrale de acumulare prin pompare care să joace un astfel de rol.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, în 2006, prin intermediul contractelor bilaterale de export/import încheiate de producători/furnizori din România cu parteneri externi. În afara acestora, au loc schimburi de întraajutorare între OTS-uri,

realizate pe bază de compensare. S-a importat o cantitate de energie electrică de 1011 GWh și s-au exportat 5248 GWh. Valorile reprezintă rezultatul schimburilor comerciale exclusiv tranzite, conform rapoartelor realizate de OTS.

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele vecine în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face începând cu 1 iulie 2005 prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară de regulă pentru perioade lunare și anuale sau ori de câte ori este necesar, dar nu pentru perioade mai scurte de o săptămână. Capacitatea netă de interconexiune este determinată de OTS și este împărțită în mod egal cu OTS-urile vecine pentru ambele sensuri.

În anul 2006, consumatorii captivi au fost deserviți în principal de 8 furnizori: 4 societăți proprietate de stat, filiale ale SC Electrica SA și 4 societăți cu acționariat majoritar privat; numărul total de consumatori captivi a fost de 8.633.571, iar energia furnizată acestora a fost de 23.302 GWh. Cotele de piață deținute pe această piață de furnizorii consumatorilor captivi se situează între [ 9%...17%]. În primul semestru al anului 2007 a fost încheiată și privatizarea Electrica Muntenia Sud, filială a SC DFEE Electrica SA, numărul societăților de distribuție și furnizare cu acționariat majoritar privat majorându-se la 5.

Separarea legală a activităților de distribuție și furnizare s-a realizat pentru 7 dintre societățile de distribuție și furnizare existente, prin înființarea de societăți distincte de distribuție și furnizare. Pentru cea de-a 8-a, Electrica Muntenia Sud, de curând privatizată, se estimează că procesul de separare se va încheia până la sfârșitul anului 2007.

La sfârșitul anului 2006, consumul consumatorilor eligibili care și-au schimbat furnizorul sau și-au renegociat contractul (în sensul renunțării la tariful reglementat) a reprezentat 47% din consumul intern al consumatorilor finali. Consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate sunt majoritari consumatori industriali. Energia furnizată consumatorilor eligibili a fost de 20592 GWh.

Pe segmentul **concurențial** al pieței cu amănuntul au activat 34 de furnizori independenți care nu dețin rețele, valoarea indicatorului de structură HHI fiind de 885, ceea ce indică o piață neconcentrată.

Începând cu 1 iulie 2007, în conformitate cu HG nr. 638/2007 privind majorarea gradului de deschidere a pieței de energie electrică, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 427 din 27 iunie 2007, toți consumatorii de energie electrică sunt liberi să-și schimbe furnizorul. Pentru susținerea acestui proces, ANRE participă alături de Comisia europeană la campania de informare a consumatorilor lansată din aceeași dată.

În perioada ianuarie 2006 - ianuarie 2007, tariful energiei electrice la consumatorul final captiv a crescut cu 4,72% printr-o majorare aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/20.11.2006 (1 decembrie 2006). În urma ajustărilor de prețuri din această perioadă prețul mediu la energia electrică livrată consumatorilor captivi finali este de 316,19 lei/MWh (89,7 Euro/MWh), fără TVA.

Începând cu 1 aprilie 2007, prețurile la consumatorii finali captivi au cunoscut o nouă majorare de 3,95% (Ordinul ANRE nr. 6/2007).

Prin noul Cod fiscal, valoarea unitară a accizei pentru energia electrică a fost majorată de la 1 ianuarie 2007 la 0,26 Euro/MWh pentru consumatorii industriali și la 0,52 Euro/MWh pentru consumatorii casnici. Acciza este evidențiată distinct pe factura de energie electrică.

O etapă importantă în dezvoltarea Comunității Energiei din SE Europei l-a constituit ratificarea Tratatului Comunității de către Parlamentele țărilor semnatare și de Parlamentul European. Prevederile documentului se aplică începând cu 1 iulie 2006. De asemenea, în luna decembrie 2006, a fost înființat Comitetul de Reglementare a Comunității Energiei din SE Europei, organism care, alături de Consiliul Ministerial și Grupul la Nivel Înalt, urmărește armonizarea cadrului legislativ din regiune cu acquis-ul comunitar în scopul promovării comerțului regional. ANRE și-a desemnat reprezentanții în grupurile de lucru organizate în cadrul comitetului.

Totodată, de la 1 ianuarie 2007, ANRE este membru ERGEG, iar în baza protocolului de colaborare încheiat cu ANRGN, ANRE și-a desemnat reprezentanții grupurile de lucru ale CEER.

### **Piața de gaze naturale**

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 (administrarea contractelor comerciale și de echilibrare contractuală a pieței, transport, înmagazinare subterană, distribuție, tranzitul gazelor naturale, cu excepția tranzitului desfășurat prin conducte magistrale dedicate, precum și activitățile subsecvente care sunt necesare și decurg din activitățile menționate anterior) și furnizarea la preț reglementat.

În segmentul concurențial, prețurile se formează liber, pe baza cererii și a ofertei, ca rezultat al mecanismelor concurențiale. În segmentul reglementat al pieței, sistemele de prețuri și tarife se stabilesc de către autoritatea de reglementare, pe baza metodologiilor proprii elaborate în acest sens.

Piața gazelor naturale din România a fost deschisă gradual începând cu anul 2001. Procesul de liberalizare graduală s-a încheiat la 1 iulie 2007, când piața a fost deschisă integral, toți consumatorii de gaze naturale având posibilitatea de a-și alege propriul furnizor.

Procesul de liberalizare graduală a pieței gazelor naturale din România a fost însoțit de măsuri menite să conducă la dezvoltarea pieței naționale și participarea acesteia la viitoarea piață unică și care au constat în:

- acordarea de licențe și autorizații agenților economici din sector
- autorizarea personalului de specialitate din domeniu
- elaborarea de reglementări tehnice și comerciale specifice
- implementarea unor noi metodologii de tarifare, prin care s-a urmărit stimularea operatorilor licențiați în vederea realizării de investiții și reducerii costurilor operaționale
- monitorizarea și controlul activității agenților economici autorizați și licențiați

ANRGN a acordat, în cursul anului 2006, următoarele autorizații și licențe agenților economici care operează pe piața gazelor naturale din România:

- 55 autorizații de înființare a distribuției de gaze naturale
- 27 autorizații de modificare a obiectivelor/sistemelor de distribuție a gazelor naturale
- 20 autorizații de funcționare a distribuției de gaze naturale
- 2 autorizații de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze naturale
- 2 autorizații de înființare a capacității de producție a gazelor naturale
- 15 licențe de distribuție a gazelor naturale
- 31 licențe de furnizare a gazelor naturale

- 1 licență de dispecerizare a gazelor naturale
- 2 licențe de înmagazinare/stocare a gazelor naturale
- 42 modificări ale autorizațiilor de funcționare a distribuției de gaze naturale
- 35 modificări de licențe de distribuție a gazelor naturale
- 39 modificări de licențe de furnizare a gazelor naturale

Rezultatul măsurilor anterior menționate se reflectă în structura actuală a pieței românești a gazelor naturale, care cuprinde, în prezent:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș
- 6 producători: Petrom, Romgaz, Amromco, Toreador, Wintershall Mediaș, Aurelian Oil&Gas
- 3 operatori pentru depozitele de înmagazinare subterană: Romgaz, Amgaz, Depomureș
- 34 de societăți de distribuție și furnizare a gazelor naturale către consumatorii captivi – cei mai mari fiind Distrigaz Sud și E.ON Gaz România
- 76 de furnizori pe piața en-gross

În vederea asigurării condițiilor pentru implementarea obligațiilor de separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, în cursul anului 2006, autoritatea de reglementare a aprobat Regulamentul privind separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1139/2006), care detaliază obligațiile de separare. De asemenea, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare în vederea îndeplinirii obligațiilor privind separarea. Pe această bază, separarea contabilă a fost realizată. De asemenea, a fost realizată separarea legală pentru E.ON Gaz România, unul dintre cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție. Procedurile de separare legală a operatorului sistemului de transport – Transgaz, a unui operator de înmagazinare – Romgaz și a celuilalt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, sunt în curs de finalizare. Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deservește mai puțin de 100.000 consumatori conectați la rețea, sunt exceptați de la obligația separării legale.

În cursul anului 2006, prețurile finale reglementate pentru consumatorii captivi au fost ajustate trimestrial, după cum urmează:

- 1 ianuarie 2006 - în medie cu 17% în funcție de categoriile de consumatori (Ordinele ANRGN nr. 1052-1079/14.12.3005)
- 1 aprilie 2006 - în medie cu 3,8 %, în funcție de categoriile de consumatori (Ordinul ANRGN nr. 272/14.03.3006)
- 1 iulie 2006 - în medie cu 1,54% pentru consumatorii captivi casnici, respectiv în medie cu 1,65% pentru consumatorii captivi noncasnici (Ordinul ANRGN nr. 636/08.06.3006)
- noiembrie 2006 - între 8,1% și 8,5% (conform Ordinilor ANRGN nr. 1137/16.10.2006, 1138/16.10.2006, 1172/26.10.2006).

Principalele cauze ale acestor ajustări s-au regăsit într-unul sau mai multe din următoarele elemente: creșterea prețului barilului de petrol pe piața mondială, majorarea prețului de import al gazelor naturale, recalcularea anuală a tarifelor de transport, ajustarea prețului producției interne.

Pentru a nu crea presiuni suplimentare asupra prețului la consumatori, prețul producției interne pentru primele trei trimestre ale anului 2006 s-a menținut nemodificat față de trimestrul IV 2005 (330 RON/1000 mc). La sfârșitul lunii octombrie 2006, prețul producției interne a fost ajustat de la 330 RON/1000 mc la 397,5 RON/1000 mc, ceea ce, corelativ cu aprecierea monedei naționale, a permis îndeplinirea angajamentului asumat în cadrul negocierilor de aderare la

Uniunea Europeană privind creșterea graduală a prețului de valorificare a producției interne cu o medie anuală de 25 USD/1.000 mc, în vederea atingerii parității cu prețul de import.

La 1 ianuarie 2007, prețurile finale reglementate pentru consumatorii captivi au fost ajustate urmare a eliminării impozitului pentru gazele naturale din producția internă, diminuării cu aproximativ 12 USD/1000 mc a prețului la import, evoluției favorabile a cursului de schimb leu/USD și aplicării noilor tarife de distribuție pentru anul 2007. Drept urmare, prețurile finale reglementate în vigoare de la 1 ianuarie 2007 sunt în medie cu 3%-5% mai mici decât cele din luna decembrie 2006. La calculul prețurilor finale reglementate valabile de la 1 ianuarie 2007 s-a luat în considerare un preț pentru valorificarea gazelor naturale din producția internă similar celui din luna decembrie 2006, respectiv 397,50 RON/1000 mc.

Totodată, începând cu 1 ianuarie 2007, sistemul de accizare pentru gazele naturale s-a modificat, ca urmare a intrării în vigoare a noului Cod fiscal. Acciza pentru gazele naturale este evidențiată distinct pe factură, separat de prețul reglementat aprobat de autoritatea de reglementare pentru furnizarea gazelor naturale. Valoarea unitară a accizei este de 0,17 Euro/GJ, iar suma totală de plată datorată cu acest titlu se calculează pe baza conținutului caloric al gazelor naturale livrate consumatorului.

În prezent, pe piața gazelor naturale din România nu sunt aplicate taxe de dezechilibru. Acestea vor fi introduse prin implementarea Codului rețelei de gaze naturale, document aflat în curs de elaborare de către ANRE, în colaborare cu operatorul sistemului de transport și ceilalți participanți pe piață. Se are în vedere finalizarea și aprobarea acestui document până la sfârșitul anului 2007.

#### *Principalele probleme rezolvate de reglementator*

### **Sectorul energiei electrice**

În perioada ianuarie 2006- iulie 2007, ANRE a contribuit la:

- **Promovarea proiectului de modificare a Legii energiei electrice nr. 318/2003 finalizat prin publicarea în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 51/23.01.2007 a noii legi a energiei electrice nr. 13/2007.** Principalele modificări care se regăsesc în noua lege a energiei electrice vizează armonizarea prevederilor naționale cu cele ale Directivelor nr. 54/2003/CE și nr. 8/2004/CE prin măsuri de stimulare a concurenței, creșterii siguranței în alimentarea cu energie electrică și de atragere de capital prin: introducerea procedurii de licitare pentru realizarea de noi capacități energetice, ca alternativă în cazul în care procedura de autorizare nu atrage suficiente investiții în noi capacități de producție, simplificarea procedurii de autorizare prin menținerea obligativității autorizării numai pentru capacitățile de producere, transport și de distribuție de 110 kV, introducerea posibilității ca activitatea de măsurare să fie realizată de mai multe categorii de agenți economici, eliminarea barierelor administrative și facilitarea accesului la piață a energiei electrice produse în instalații de cogenerare de înaltă eficiență sau din surse regenerabile de energie electrică, precum și includerea schemelor suport pentru promovarea acestora. Componenta socială se regăsește prin prevederi referitoare la introducerea categoriei consumatorilor vulnerabili – acei consumatori casnici care, din motive de sănătate, vârstă sau altă natură beneficiază de anumite facilități în asigurarea serviciului de furnizare a energiei electrice, introducerea categoriei furnizorilor de ultimă opțiune - furnizori desemnați de autoritatea competentă pentru a prelua consumatorii al căror furnizor se află în incapacitatea de a-și exercita obligațiile (faliment, retragere licență etc.), introducerea obligațiilor de serviciu public;



- **Incurajarea concurenței pe piața de energie electrică prin:**
  - **Acordarea de autorizații de înființare și licențe de producere și furnizare.** Condițiile asociate licențelor și autorizațiilor stabilesc criteriile, parametrii și obligațiile în baza cărora un agent economic își desfășoară activitatea în sector. Aceste condiții vizează apărarea interesului public începând de la protecția consumatorilor finali, până la interesele mai generale, la nivelul economiei naționale. Stabilirea prin *Regulamentul pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin HG nr. 540/2004, cu modificările ulterioare, a unor reguli obiective, transparente și nediscriminatorii de acordare a licențelor și autorizațiilor constituie premise pentru creșterea încrederii investitorilor și încurajarea privatizării;
  - **Implementarea unui nou sistem de stabilire transparentă și eficientă a prețurilor și cantităților de energie electrică vândute prin contracte bilaterale negociate** prin introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale, funcțională din luna decembrie 2005 (Ordinul ANRE nr. 42/2005 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică).
  - **Deschiderea pieței de energie electrică**, una din cele mai importante decizii politice privind acest sector, s-a realizat gradual începând cu anul 1999, în concordanță cu prevederile legale în vigoare și cu respectarea angajamentelor asumate de România în capitolul de negociere Energie cu Uniunea Europeană. Deschiderea graduală a pieței a constituit o abordare prudentă care să permită observarea și amendarea efectelor asupra condițiilor de alimentare a consumatorilor captivi, comportamentului producătorilor și furnizorilor și pentru punerea la punct a noilor instrumente de administrare a pieței.
  - In perspectiva liberalizării totale a pieței de energie electrică **au fost completate termenele și obligațiile ce trebuie respectate de părți în procesul de schimbare a furnizorului de energie electrică** (Ordinul ANRE nr. 4/2006) și **a fost emis Regulamentul furnizorului de ultimă opțiune** (Ordinul ANRE nr. 14/2007);
  - **Realizarea separării legale a activităților de distribuție și furnizare;**
  - **Dezvoltarea și completarea cadrului de reglementare cu reglementări specifice organizării și funcționării pieței de certificate verzi**, fapt ce a făcut posibilă funcționarea în bune condiții a acestei piețe, înființată în noiembrie 2005. Dintre ordinele ANRE emise în amintim: ordinele privind aprobarea procedurilor de emitere a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, Ordinul ANRE nr. 22 /2006 de aprobare a Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, Ordinul ANRE nr. 38/2006 privind aprobarea Procedurii pentru monitorizarea pieței de certificate verzi, Ordinul ANRE nr. 39/2006 privind aprobarea Regulamentului pentru calificarea producției prioritare de energie electrică din surse regenerabile;
  - **Promovarea producerii de energie electrică produsă în capacități noi de cogenerare de înaltă eficiență prin introducerea unor mecanisme de sprijin financiar**, menite să atragă investitori și prin inițierea procesului de transpunere în legislația proprie a prevederilor Directivei 2004/8/CE, finalizat prin aprobarea HG nr. 219/2007, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 200/23.03.2007.
  - Un obiectiv important l-a constituit și **dezvoltarea schimburilor comerciale de energie electrică cu țările vecine** prin introducerea de reglementări care să sprijine crearea unei piețe regionale de energie electrică în sud-estul Europei. În sprijinul acestui demers ratificarea Tratatului Comunității Energiei din SE Europei de către Parlamentul European și șase din cele nouă țări semnatare și intrarea sa în vigoare începând cu 01 iulie 2006, a constituit un progres semnificativ.

## Sectorul gazelor naturale

În perioada de referință, a continuat procesul de transpunere a prevederilor Directivei 2003/55/CE și de pregătire a pieței gazelor naturale pentru liberalizarea integrală a acesteia, la 1 iulie 2007.

În acest sens, cadrul de reglementare din sector a fost completat, în cursul anului 2006, prin aprobarea de către autoritatea de reglementare a următoarelor reglementări:

- **Regulamentul privind furnizorul de ultimă instanță** (Decizia ANRGN nr. 1.000/2006)  
Furnizorul de ultimă instanță aduce ca noutate faptul ca reprezintă o garanție pentru desfășurarea în condiții de siguranță a activității consumatorilor de gaze naturale, în contextul liberalizării integrale a pieței gazelor, începând cu data de 1 iulie 2007, de când toți consumatorii, inclusiv consumatorii casnici, își pot alege liber furnizorul. Acest tip de furnizare are în vedere, în special, protejarea consumatorilor casnici, a unităților de asistență medicală și a celor de învățământ, precum și a micilor consumatori comerciali (cu un consum anual mai mic de 12.400 m.c.). Pentru aceasta, ANRGN a decis ca furnizarea de ultimă instanță sa fie obligatorie, deoarece capacitatea lor de reacție în asemenea situații este mai redusă.
- **Standardele de performanță pentru serviciul de distribuție, respectiv transport al gazelor, naturale** (Decizia ANRGN nr. 1.361/2006) – prin care s-a urmărit asigurarea unui nivel adecvat de calitate a serviciilor furnizate în sector.  
Standardele impun o serie de parametri de calitate a serviciilor, parametri pe care operatorii trebuie sa îi asigure clienților. Pentru activitatea de distribuție, sunt prevăzuți parametri minimali de calitate a serviciului. Începând cu 1 ianuarie 2008, pentru neîndeplinirea acestor parametri minimali, distribuitorii sunt obligați la plata directă către utilizator a unor sume compensatorii.  
Totodată, a fost elaborat și supus dezbaterii publice Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale, avându-se în vedere aprobarea acestuia în cursul anului 2007.
- **Regulamentul privind separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale** (Decizia ANRGN nr. 1139/2006) - prin care s-a urmărit asigurarea condițiilor pentru implementarea obligațiilor de separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale. Regulamentul detaliază obligațiile de separare.  
De asemenea, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare în vederea îndeplinirii obligațiilor privind separarea. Pe această bază, separarea contabilă a fost realizată. De asemenea, a fost realizată separarea legală pentru E.ON Gaz România, unul dintre cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție. Procedurile de separare legală a operatorului sistemului de transport – Transgaz, a unui operator de înmagazinare – Romgaz și a celui alt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, sunt în curs de finalizare. Ceilalți operatori ai sistemelor de distribuție, care deservește mai puțin de 100.000 consumatori conectați la rețea, sunt exceptați de la obligația separării legale.

De asemenea, autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat în cursul anului 2006 **Condițiile de valabilitate a licenței pentru transportul gazelor naturale** (Decizia ANRGN nr. 1.362/2006), care asigură, printre altele, cadrul legal de aplicare a penalităților pentru neîndeplinirea prevederilor Regulamentului 1775/2005/CE și, în special, a celor privind transparența.

---

**Procesul de liberalizare graduală a pieței gazelor naturale din România** a continuat astfel încât, de la 1 iulie 2007, piața este deschisă integral pentru toți consumatorii, aceștia având libertatea de a alege un furnizor de gaze naturale dintre cei licențiați de autoritatea de reglementare și de a-și negocia direct clauzele și prețul pentru furnizarea gazelor naturale. Consumatorul va putea să își exercite calitatea de consumator eligibil în mod direct, fără a fi necesară îndeplinirea niciunei formalități administrative.

ANRGN, respectiv ANRE în urma reorganizării instituționale, a continuat să acorde **licențe pentru furnizarea gazelor naturale**, astfel încât, în prezent, pe piața gazelor naturale din România 76 de companii sunt licențiate pentru a presta activitatea de furnizare a gazelor naturale.

Totodată, în cursul anului 2006, două noi companii, Toreador și Falcon, au primit autorizație de funcționare a instalațiilor tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze naturale, respectiv autorizație de înființare a capacității de producție a gazelor naturale pentru exploatarea unor noi zăcăminte de gaze naturale.

### 3 Reglementări și performanțe ale pieței de energie electrică

#### 3.1 Aspecte privind reglementarea [Articol 23(1) cu excepția literei “h”]

##### 3.1.1 Generalități

În România, gradul de deschidere a pieței de energie electrică către concurență se stabilește prin Hotărâre de Guvern (HG). Evoluția procesului de liberalizare a pieței este prezentată în tabelul nr. 3.1.1.1.

Tabel 3.1.1.1

##### Deschiderea pieței de energie electrică

Anul	Prag de eligibilitate [GWh/an]	Grad legal de deschidere %	Grad real de deschidere %	Hotărâre de Guvern
Februarie 2000	≥ 100 Gwh/an	10	5	HG nr. 122 /2000, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 77 /21.02.2000
Octombrie 2000	≥ 100 Gwh/an	15	6	HG nr. 982 /2000, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 529 /27.10.2000
2001	≥ 40 Gwh/an	25	7	HG nr. 1272 /2001, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 832 /21.12.2001
Februarie 2002	≥ 40 Gwh/an	33	9	HG nr. 48 /2002, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 71 /31.01.2002
Decembrie 2003	≥ 20 Gwh/an	40	15	HG nr. 1563 /2003, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 22 /12.01.2004
Noiembrie 2004	≥ 1 GWh/an	55	20	HG nr. 1823 /2004, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 1062 /16.11.2004
Iulie 2005	Toți consumatorii exclusiv consumatorii casnici	83.5%	34	HG nr. 644 /2005, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 684 /29.07.2005
Iulie 2007	Toți consumatorii	100	47	HG nr. 638/2007, publicată în Monitorul oficial al României, Partea I, nr. 427/27.06.2007

##### 3.1.2 Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor

Managementul congestiilor și alocarea capacității de interconexiune se realizează în acord cu *Metodologia de determinare a capacităților nete de interconexiune lunare ferme* și Procedura întocmită de operatorul de transport și sistem - OTS și aprobată de ANRE, *Alocarea capacității de interconexiune a sistemului electroenergetic național - SEN cu sistemele electroenergetice vecine*.

Metodologia utilizată de OTS pentru calculul capacităților nete de schimb (NTC) este publicată în limba română pe site-ul [www.ope.ro](http://www.ope.ro), la rubrica *Alte piețe/Piața centralizată pentru alocarea ATC*.

Cea de-a 4-a revizie a procedurii de alocare a capacităților de interconexiune a fost avizată de ANRE în noiembrie 2006. Aceasta este publicată de OTS, în limba română și engleză, la aceeași locație de pe site, alături de *Contractul cadru pentru alocarea capacității de interconexiune a României*, încheiat între OTS (CN Transelectrica SA) și partea care a dobândit capacitatea de transfer.

Procedura a fost revizuită în vederea alinierii la prevederile Regulamentului nr.1228/2003 al Parlamentului European și al Consiliului Uniunii Europene, principalele modificări constând în:

- a) largirea dreptului de participare la licitații și pentru persoanele juridice străine care nu au licență emisă de către ANRE;
- b) renunțarea la alocarea prioritară fără organizarea licitațiilor în cazul unor contracte de export/import a energiei electrice pe termen lung;
- c) modificarea condițiilor în care se poate renunța la capacitățile de interconexiune obținute prin licitație.

Alocarea dreptului de utilizare a capacităților de interconexiune în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică se face, începând cu 1 iulie 2005, prin licitații explicite. Licitațiile se desfășoară de obicei lunar și anual sau ori de câte ori este necesar, dar nu mai frecvent de o săptămână.

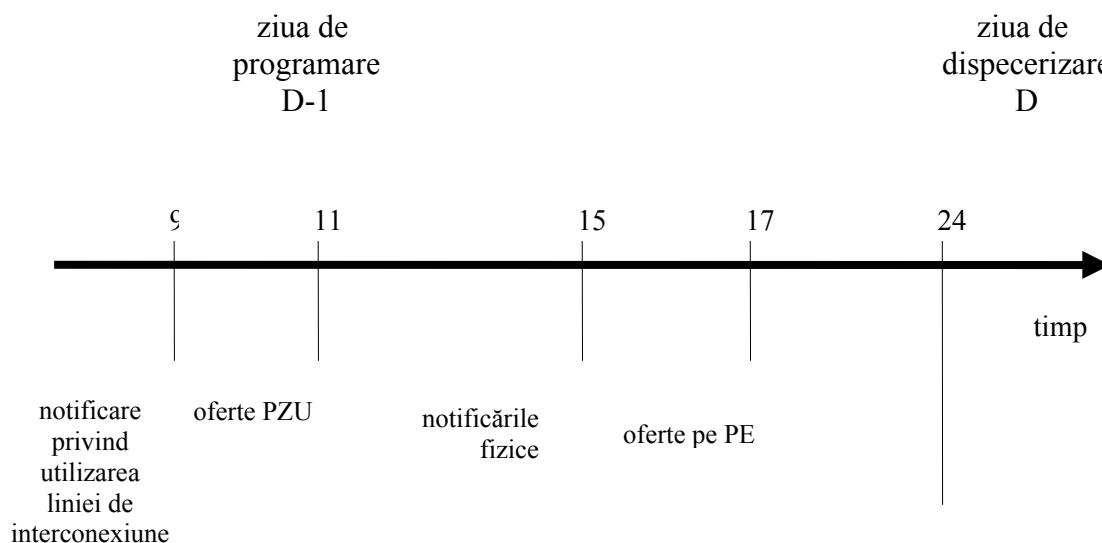
SEN cuprinde următoarele secțiuni:

1. Secțiunea România – Bulgaria cuprinde:
  - LEA 400 kV Isaccea – Dobrudja
  - LEA d.c. 400 kV Țânțăreni – Kozlodui
  - LEA 750 kV Isaccea – Varna (după punerea în funcțiune la 400 kV)
2. Secțiunea 400 kV România – Serbia cuprinde:
  - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
3. Secțiunea 110 kV România – Serbia cuprinde:
  - LEA 110 kV Ostrovul Mare – Kusjak
  - LEA 110 kV Gura Văii – Șip
  - LEA 110 kV Jimbolia – Kikinda
4. Secțiunea România – Ungaria cuprinde:
  - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva
5. Secțiunea România – Ucraina cuprinde:
  - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo
6. Secțiunea România – Republica Moldova cuprinde:
  - LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (linia permite numai importuri în SEN, în scheme cu insulă pasivă de consum, realizată cu acordul distribuitorului din insula respectivă sau cu grupuri în antenă în condițiile permise de UCTE)
  - LEA 110 kV Stânca – Costești
  - LEA 110 kV Cioara – Huși
  - LEA 110 kV Țuțora – Ungheni

Capacitatea netă de interconexiune este convenită de operatorul de transport și de sistem (OTS) cu operatorii corespondenți din țările vecine și este împărțită în mod egal cu aceștia pentru ambele sensuri. Înainte de fiecare licitație aferentă unei perioade de alocare, OTS determină capacitățile disponibile de interconexiune și identifică posibilele congestii în conformitate cu prevederile *Codului tehnic al rețelei electrice de transport*, aprobat prin Ordinul ANRE nr.20/2004, modificat și completat prin Ordinul ANRE nr. 35/2004, și cu regulile UCTE și practicile ETSO.

OTS definește grupurile de linii de interconexiune, determină și publică valorile capacității nete de interconexiune pentru grupurile de linii de interconexiune, luând în considerare criteriile de siguranță la verificarea regimurilor de funcționare ale SEN (limitele termice, de tensiune și de stabilitate, criteriul N-1, marja de siguranță a interconexiunii internaționale - TRM, capacitatea deja alocată –AAC).

Orice participant care a obținut drepturile de utilizare a capacității de interconexiune de la OTS sau de la OTS ai sistemelor vecine și care dorește să facă uz de aceste drepturi, este obligat să notifice la OTS, cu cel mult cinci zile înaintea începerii perioadei de alocare, capacitățile obținute de la OTS vecini și/sau partenerii externi care au obținut capacități de la OTS vecini pentru participantul din România. Deținătorul drepturilor de utilizare a capacităților de interconexiune trebuie să transmită la OTS o notificare cuprinzând grupul de linii de interconexiune dintr-o secțiune, direcția schimbului (import sau export) și graficul de livrare pentru ziua D până cel târziu la ora 8:00 CET din ziua anterioară (D-1).



Notă: reperele orare se referă la ora României

Figura 3.1.2.1 Graficul de timp privind funcționarea pieței de energie electrică

Totodată, tranzacțiile transfrontaliere ce se desfășoară în conformitate cu capacitățile de transfer adjudecate, sunt notificate ca schimburi bloc, fiind integrate, astfel, în mecanismele aferente pieței de echilibrare.

În conformitate cu procedura menționată, OTS publică valorile TTC, TRM, NTC, AAC și ATC pe fiecare secțiune și sens, înaintea fiecărei licitații organizate. După desfășurarea licitației, OTS publică, pentru fiecare graniță și sens, codurile și denumirile participanților câștigători, valoarea capacității adjudecate de fiecare și prețul de adjudecare la licitația respectivă.

OTS este obligat să țină o evidență separată a veniturilor din licitarea capacității. Acestea sunt incluse în venitul reglementat aferent OTS, reducând tarifele unitare de transport.

Din analiza rezultatelor licitațiilor anuale și lunare de alocare a capacităților de interconexiune pentru anul 2006, s-au constatat următoarele:

- din punct de vedere comercial, pe liniile de interconexiune cu Ungaria, Bulgaria și Serbia / Muntenegru s-au constatat congestii pe direcția export aproape pe întreaga durată a anului, prețul capacității ajungând și la 57,85 lei/MWh/h (cca 16 Euro/MWh/h);
- pe direcția import s-au constatat mai rar congestii, pe conexiunile cu Bulgaria, Ungaria și chiar Serbia.
- până în noiembrie 2006, au existat alocări prioritare de capacitate de export aferente exporturilor realizate de către un producător din România pe baza unor contracte pe termen lung.

În tabelul 3.1.2.1 este prezentată situația numărului de zile din fiecare lună și pe total an în care au avut loc congestii, pe fiecare linie de interconexiune și sens:

Tabel 3.1.2.1

Interconexiunea		Ian	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	2006	
		zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	zile	Total	%
Bulgaria	exp	31	0	31	30	31	30	0	31	30	31	30	31	306	84
	imp	0	0	0	0	31	0	0	31	30	31	3	0	126	35
Ungaria	exp	31	28	31	0	31	30	31	31	30	31	16	0	290	79
	imp	0	0	31	30	31	0	0	0	0	0	19	0	111	30
Serbia	exp	31	0	31	30	31	30	31	31	30	31	16	31	323	88
	imp	0	0	0	0	31	0	0	0	0	0	0	0	31	8
Ucraina	exp	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	imp	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	8

Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică (documentul prin care sunt stabilite regulile de funcționare a pieței) conține prevederi prin care, în cazul dezvoltării unei piețe regionale, se va putea realiza alocarea implicită a capacităților de interconexiune cu alte sisteme, prin intermediul mecanismului de „market splitting”.

În figura 3.1.2.2. sunt prezentate, agregat, valorile NTC pentru import și export agreate cu partenerii externi și programele de schimb pe fiecare sens, în anul 2006.

Congestiile de pe liniile interne sunt de regulă de mică amploare, iar rezolvarea lor se face prin intermediul pieței de echilibrare: OTS comandă încărcarea și/sau descărcarea altor unități decât a celor care ar urma în ordinea de merit (în cazul în care funcționarea acestora ar conduce la congestii interne), iar costurile asociate acestor modificări sunt suportate de OTS, nefiind incluse în prețurile dezechilibrelor.

Nivelul energiei electrice angajate lunar de OTS pentru managementul congestiilor interne, precum și contravaloarea acestora pentru anul 2006, sunt prezentate în figura 3.1.2.3.

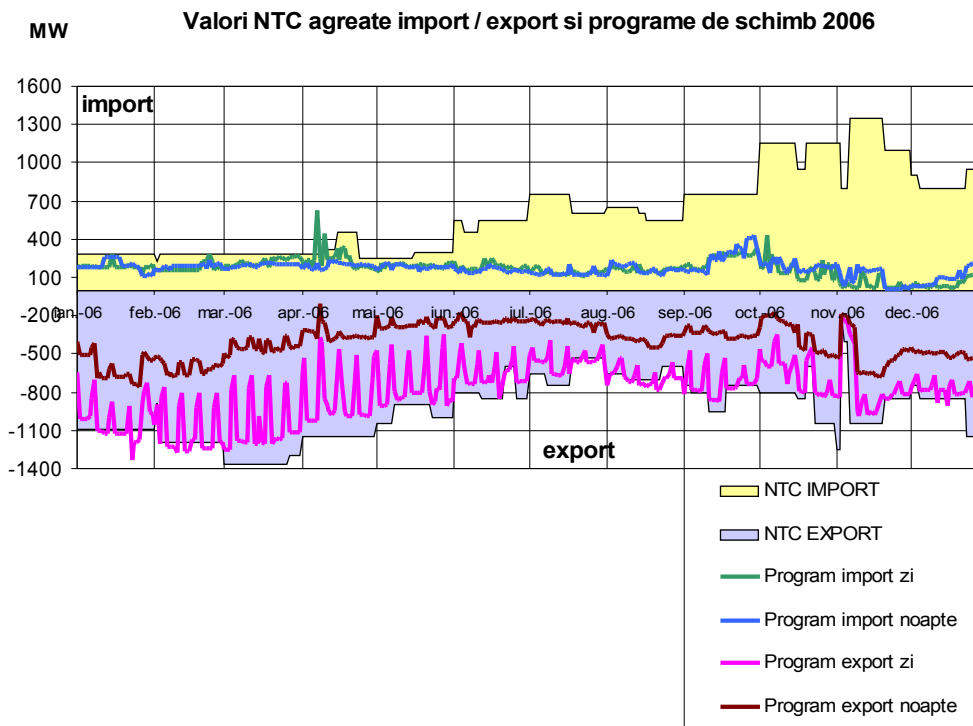


Figura 3.1.2.2

Evolutia lunara a energiei efectiv livrata pe piata de echilibrare pentru managementul congestiilor si a contravalorii acesteia

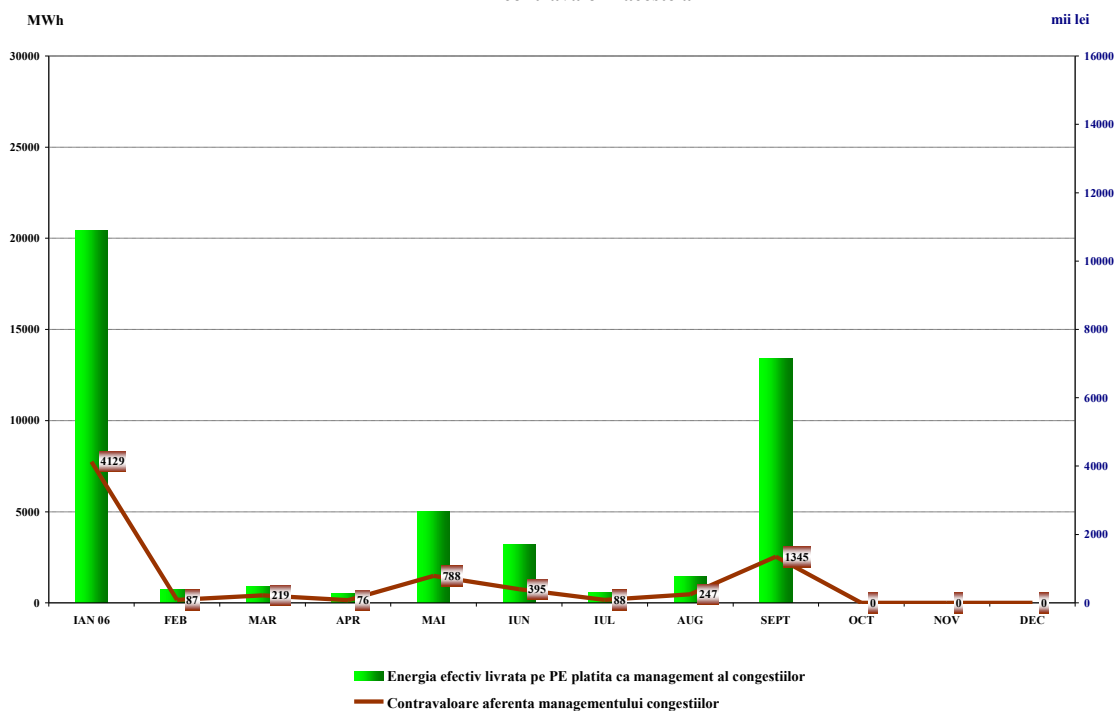


Figura 3.1.2.3



### 3.1.3 Reglementarea activităților OTS și OD

Separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a energiei electrice în România a fost realizată prin HG nr. 627/2000. Astfel au fost înființate: CN Transelectrica SA – unicul operator de transport și sistem din România, SC Electrica SA – operator de distribuție și furnizor, SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA – companii de producere. Acestea din urmă li se adăuga SNN Nuclearelectrică SA, înființată prin HG 365/1998.

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 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 este membru UCTE și ETSO din mai 2003, respectiv noiembrie 2004.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice, OTS desfășoară în principal, următoarele activități:

- exploatează, re tehnologizează, reabilitează și dezvoltă: instalațiile din rețelele electrice de transport, 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;
- asigură serviciul public de transport și tranzitul de energie electrică pe teritoriul României, în conformitate cu contractele încheiate;
- analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii rețelelor electrice de transport, în conformitate cu prevederile reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței centralizate corespunzătoare și accesul beneficiarilor serviciului de transport pentru verificarea grupurilor de măsurare;
- realizează planificarea operațională și conducerea operativă a SEN la nivel central și teritorial pe baza prognozei proprii, conform reglementărilor legale în vigoare pe piața de energie electrică;
- autorizează personalul care realizează conducerea operativă conform reglementărilor în vigoare;
- culege, înregistrează și arhivează datele statistice privind funcționarea SEN;
- realizează schimbul de informații cu partenerii de funcționare interconectați și cu alți colaboratori în domeniul energetic, cu respectarea reglementărilor UCTE privind protocoalele de schimb de informații, rapoartele, structura și procedurile de acces la bazele de date;
- califică unitățile furnizoare de servicii de sistem, pe baza procedurii proprii, aprobată de autoritatea competentă;
- 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;
- elaborează, în condițiile legii, planul de apărare a SEN împotriva perturbațiilor majore;
- elaborează studiile, programele și lucrările privind dezvoltarea SEN.

În anul 2001, SC Electrica SA a fost restructurată prin HG nr. 1342/2001 în 8 societăți de distribuție și furnizare – filiale ale SC Electrica SA, care aveau obligația, stipulată prin condițiile de licență, de a asigura separarea contabilă a activităților de distribuție și furnizare. Cele 8 societăți de distribuție și furnizare au devenit complet operaționale în 2003, în perioada 2004-2007 fiind privatizate 5 dintre acestea (Enel Electrica Banat, Enel Electrica Dobrogea, E.ON Moldova, CEZ-Electrica Oltenia, Electrica Muntenia Sud). Cele trei societăți rămase în proprietatea statului, Electrica Muntenia Nord, Electrica Transilvania Nord și Electrica Transilvania Sud, sunt de asemenea în curs de privatizare.

Separarea legală a activităților de distribuție și furnizare s-a realizat pentru 7 dintre societățile de distribuție și furnizare existente, prin înființarea de societăți distincte de distribuție și furnizare. Pentru cea de-a 8-a, Electrica Muntenia Sud, de curând privatizată, se estimează că procesul de separare se va încheia până la sfârșitul anului 2007.

În România mai sunt 27 de operatori de distribuție, titulari de licență, care dețin rețele de distribuție de dimensiuni mai mici, cu un număr de consumatori mai mic de 100.000.

Operatorii de distribuție prestează servicii pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de distribuție, în condiții nediscriminatorii, asigurând accesul la acestea oricărui solicitant care îndeplinește cerințele precizate prin lege, cu respectarea normelor și standardelor de performanță prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.

Operatorul de distribuție are următoarele atribuții principale:

- exploatează, rețehnologizează, reabilitează și dezvoltă rețelele electrice de distribuție, cu respectarea reglementărilor tehnice în vigoare;
- asigură tranzitarea energiei electrice prin rețelele electrice de distribuție, la cererea și cu informarea OTS, pentru acele zone ale țării în care nu există capacitate suficientă prin rețelele de transport, pentru evacuarea puterii din centrale electrice, inclusiv centrale electrice de cogenerare, pentru conectarea la sistemul electroenergetic al unei țări vecine, în condițiile existenței unui acord bilateral în acest sens, în cazul incidentelor în SEN și al executării lucrărilor de exploatare și mentenanță sau al lucrărilor noi în rețelele de transport, care pun în indisponibilitate temporară rețelele de transport din zonă;
- realizează lucrări de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție prin programe de dezvoltare optimă a acestora, pe baza studiilor de perspectivă, prin consultare, după caz, cu operatorul de transport și de sistem și prin programe specifice de modernizare pentru instalații;
- asigură conducerea operativă în conformitate cu licența de distribuție;
- difuzează, în mod nediscriminatoriu, informațiile referitoare la propriile sale activități, necesare utilizatorilor de rețea, nefiindu-i permisă divulgarea informațiilor comerciale cu caracter confidențial obținute pe parcursul activității sale;
- supune aprobării operatorului de transport și de sistem programul reparațiilor și lucrărilor de întreținere planificate în instalațiile cu tensiunea nominală de linie de 110 kV;
- monitorizează siguranța în funcționare a rețelelor electrice de distribuție, precum și indicatorii de performanță a serviciului de distribuție.

### Tarife de rețea

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 30 /2004 și revizuită prin Ordinul ANRE nr. 42/2006, stabilește modul de determinare al 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:

- alocare 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.

Metodologia este utilizată de OTS, C.N. „Transelectrica” S.A. pentru calculul veniturilor reglementate și al tarifelor de transport din cadrul unei perioade de reglementare, tarifele de transport urmând a fi aplicate tuturor beneficiarilor serviciului de transport al energiei electrice: producători, consumatori, furnizori, distribuitori de energie electrică.

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 este 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 pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice de transport. Acest impact se exprimă prin costul marginal nodal al transportului.

Tarifele de transport sunt aprobate anual de către ANRE și intră în vigoare la începutul fiecărui an fiscal.

Următoarele informații sunt solicitate de reglementator pentru justificarea costurilor OTS:

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

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

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

În România există un singur OTS și nu este posibilă o comparație internă cu operatori analogi pentru a stabili factorul de eficiență aplicat costurilor controlabile. Pentru determinarea factorului de eficiență, reglementatorul ia în considerare: îmbunătățirea productivității ce va fi realizată de OTS, modificările datelor inițiale privind costurile, programul de investiții aprobat de autoritatea competentă și baza reglementată a activelor, cerința de liniarizare a veniturilor pe perioada de relementare.

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.

Menționăm că timpul mediu al întreruperilor în rețeaua de transport, în anul 2006, a fost de 1,187 minute.

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

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 (vezi figura 3.1.3.1. și figura 3.1.3.2.), reglementările privind racordarea utilizatorilor la rețeaua publică de transport.

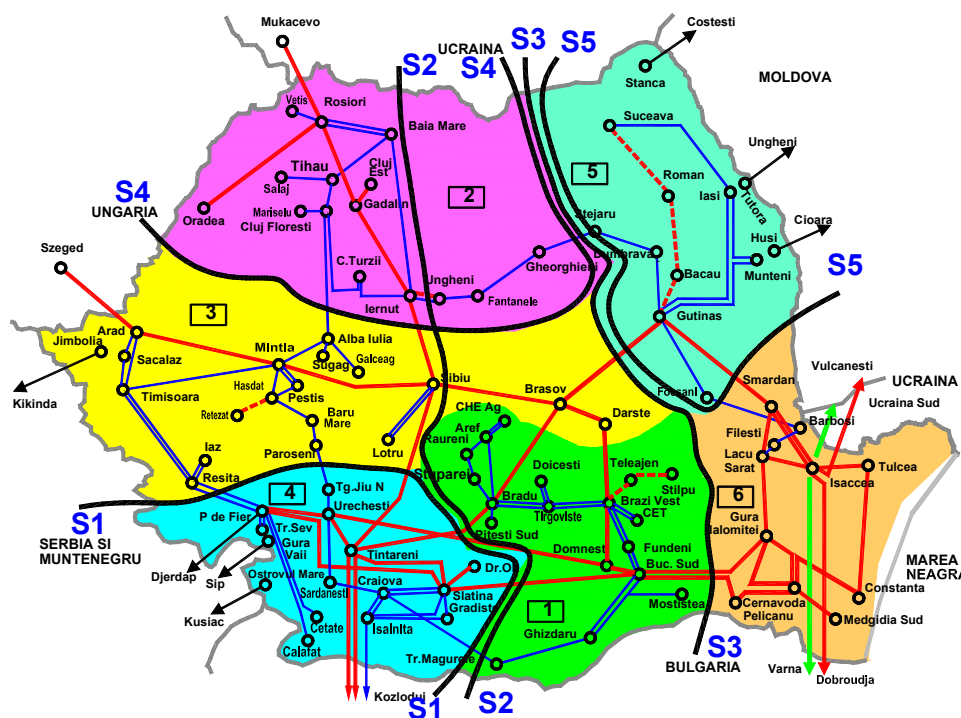


Figura 3.1.3.1. Tarife zonale de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport

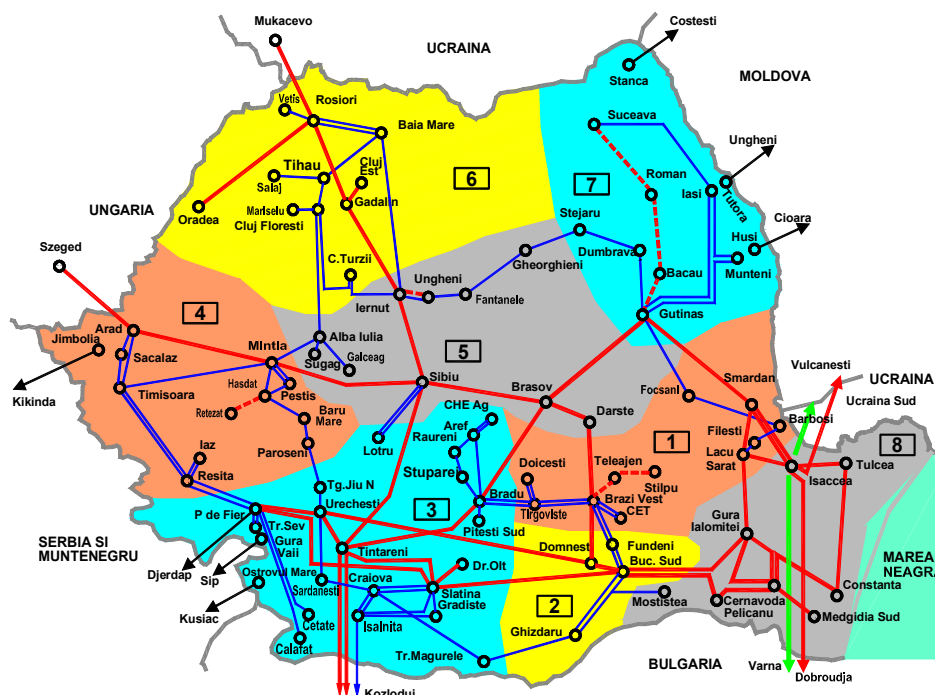


Figura 3.1.3.2. Tarife zonale de extragere a energiei electrice din rețeaua de transport

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 7/2007, tariful mediu de injecție ( $T_G$ ) este de 7,40 lei/MWh (2,09 Euro/MWh). Pentru cele 6 zone de injecție, valoarea  $T_G$  este cuprinsă între [4,63 ... 8,67] lei/MWh, respectiv [1,31...2,46] Euro/MWh. Valoarea tarifului mediu de extragere ( $T_I$ ) este de 7,45 lei/MWh (2,11 Euro/MWh), pentru cele 8 regiuni de extragere având valori cuprinse între [5,92 ...10,79] lei/MWh, respectiv [1,68...3,06] Euro/MWh. Producătorii plătesc circa 50% din costurile de rețea iar consumatorilor le revin restul de 50%.

*Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 31/2004, stabilește modul de determinare al veniturilor și de calcul al tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice. Metoda de reglementare aleasă prin metodologie este de tip “coș de tarife plafon”, tarifele asigurând acoperirea costurilor justificate de exploatare, mentenanță, pierderile în rețele, amortizarea, costurile de capital etc. Metodologia se aplică începând cu 1 ianuarie 2005. Prima perioadă de reglementare este de 3 ani, cea de-a doua, începând cu 2008, este de 5 ani. Pentru prima perioadă de reglementare, limitarea tarifelor este de 18%, iar pentru cea de-a doua perioadă de reglementare de 12%. Suplimentar, reglementatorul poate impune limitări valorice ale tarifelor de distribuție pe fiecare nivel de tensiune.

Tarifele de distribuție sunt de tip monom (lei/MWh), sunt 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.

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 prima perioadă de reglementare, valoarea factorului de eficiență X 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 valori reale, înainte de impozitare va fi de 12% pentru fiecare an al primei perioade de reglementare (2005-2007) și 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 se stabilește în conformitate cu prevederile metodologiei.

Programul de investiții în rețeaua de distribuție trebuie defalcat pe nivele de tensiune și pe trei tipuri de categorii, cu demonstrarea câștigului de eficiență rezultat, astfel: active imobilizate esențiale, active imobilizate necesare, active imobilizate justificabile.

Activele imobilizate esențiale sunt acele active care se raportează unor soluții (probleme) de mare risc al sistemului de distribuție, inclusiv cele legate de siguranța în exploatare a rețelei de distribuție. Activele imobilizate necesare sunt acele active necesare dezvoltării și modernizării rețelei de distribuție menite asigurării serviciului de distribuție, la indicatorii de performanță și calitate prevăzuți în legislația existentă. Activele imobilizate justificabile sunt acele active pentru care cheltuielile trebuie analizate în raport cu beneficiul pe care îl vor aduce consumatorilor.

Pentru aprobarea anuală a tarifelor, operatorul de distribuție furnizează reglementatorului, până cel mai târziu la data de 1 octombrie a anului curent, următoarele date și informații necesare corecției veniturilor reglementate:

- a) prezentarea prețurilor (la fiecare tip de tarif) și tarifele utilizate;
- b) cantitățile de energie electrică distribuită din ultimul an  $t$  (8 luni realizat și 4 luni prognozat);
- c) bilanțul contabil semestrial;
- d) contul de profit și pierdere semestrial;
- e) tarifele solicitate a fi aprobate de reglementator pentru următorul an  $t+1$ .

Înainte de începerea unei noi perioade de reglementare, operatorul de distribuție pregătește și furnizează până la data de 1 octombrie a ultimului an al perioadei anterioare de reglementare, următoarele informații:

- a) bilanțul contabil;
- b) contul de profit și pierdere;
- c) valoarea investițiilor prognozată pentru viitoarea perioadă de reglementare;
- d) valoarea amortizării reglementate pentru următoarea perioadă de reglementare;
- e) date cu privire la bilanțul energetic;
- f) alte date;

- g) descrierea și justificarea metodelor folosite pentru alocarea costurilor și documentația suport;
- h) planul de investiții cu detalierea costului estimat, a surselor de finanțare și graficul de eşalonare a investițiilor (acestea sunt prezentate la 1 aprilie; până la data de 1 septembrie al aceluiași an, operatorii de distribuție pot ajusta planul de investiții cu încadrarea în valorile anuale propuse la 1 aprilie);
- i) o scrisoare de consimțământ semnată de conducătorul societății privind posibila publicare a datelor transmise sau specificarea acelor date care au caracter de secret de serviciu conform legislației în vigoare;
- j) solicitarea de aprobare a tarifelor.

Valorile medii ale tarifelor de rețea (transport, distribuție) pentru trei categorii semnificative de consumatori sunt prezentate în tabelul 3.1.3.1 .

*Tabel 3.1.3.1.*

	Euro/MWh
<b>Tip de consumator</b>	<b>Tarife de rețea</b>
Dc: consumator casnic cu un consum anual de 3 500 KWh/ an	65.38
Ib: consumator comercial cu un consum anual de 50 MWh / an, cu o putere maxima de 50 KW	65.38
Ig: consumator industrial cu un consum anual de 24 GWh/ an, cu o putere maxima de 4000 KW	20.89

Ca medie pe țară, în anul 2006, frecvența medie de întrerupere (raportul dintre numărul de consumatori afectați de întreruperile accidentale și numărul de consumatori deserviți, indicator cunoscut sub denumirea SAIFI – System Average Interruption Frequency Index) a fost de **2,26** întreruperi/consumator. Așa cum este de așteptat, procentajul cel mai mare de întreruperi (96,88%) a fost înregistrat în rețelele de joasă tensiune, iar pe categorii de consumatori, cei mai afectați de aceste întreruperi au fost consumatorii casnici (2,28 întreruperi pe consumator casnic, față de 2,03 întreruperi pe consumator industrial). Restabilirea alimentării cu energie electrică s-a realizat într-un interval mai mic de 4 ore în 80,57 % din cazuri față de 76,81% în anul 2005.

Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție se va revizui și se vor introduce penalități atât prin tarif cât și individual.

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. 867/2003 și legislația secundară emisă de ANRE. În calculul tarifelor de racordare se iau în calcul atât costurile impuse de realizarea instalației propriu-zise de racordare cât și costurile necesare pentru întărirea rețelei. Condițiile de racordare sunt stipulate prin codurile de rețea iar termenele de emiteră a avizelor de racordare sunt stabilite prin reglementări.

*Metodologia de stabilire a tarifului pentru serviciul de sistem* stabilește modul de determinare a venitului utilizat de CN Transelectrica SA pentru procurarea resurselor cu care realizează serviciul de sistem și precizează modul de calcul al tarifului asociat acestui serviciu.

Venitul anual necesar pentru asigurarea serviciului de sistem se estimează pe baza principiului costurilor evitate în sistemul electroenergetic și la consumatori și se compune din: venitul anual necesar pentru asigurarea serviciilor de sistem functionale și venitul anual necesar pentru procurarea serviciilor de sistem tehnologice .

Venitul anual necesar pentru asigurarea serviciilor de sistem functionale se determină de către CN Transelectrica SA, pe bază de costuri justificate pentru activitățile de dispecerizare (comandă operațională, programare și planificare operațională) și de management al pieței de echilibrare, congestiilor, protecțiilor și lucrărilor în sistem. Activitățile sunt specifice operatorului de sistem. ANRE recunoaște drept costuri justificate: costurile de operare și întreținere, costurile cu amortizarea activelor existente și cu noile investiții, rentabilitatea bazei reglementate a activelor destinate acestei activități.

Venitul anual necesar CN Transelectrica SA pentru procurarea serviciilor de sistem tehnologice este destinat achiziționării următoarelor resurse: reglajul secundar (reglajul frecvență/putere de schimb), rezerva turnantă, rezerva terțiară rapidă, rezerva terțiară lentă, rezerva de putere asigurată de capacitățile de producție eficiente ale grupurilor dispecerizabile în cogenerare, puterea reactivă necesară pentru reglajul tensiunii în rețeaua electrică de transport. Cantitățile de servicii de sistem tehnologice necesare se determină și se contractează de către CN Transelectrica SA.

#### Piața de echilibrare (PE), părți responsabile cu echilibrarea (PRE)

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe PE.

Pentru a asigura disponibilitatea unei energii suficiente în vederea echilibrării sistemului, OTS contractează rezerve de capacitate pe perioade de maxim un an (piața de servicii tehnologice de sistem). Fiecare contract de rezerve stabilește obligația vânzătorului de a pune orar la dispoziția OTS o anumită rezervă de capacitate, de un anumit tip, a cărei energie corespunzătoare trebuie să fie disponibilă pe PE.

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

Energia de echilibrare se asigură prin :

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

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. Fiecare ofertă zilnică poate conține cel mult zece (10) perechi preț-cantitate și poate fi transmisă până la ora 17:00 (ora de închidere a porții) a zilei de tranzacționare care precede ziua de livrare, cu maxim o (1) săptămână înainte de ziua de livrare în cauză.



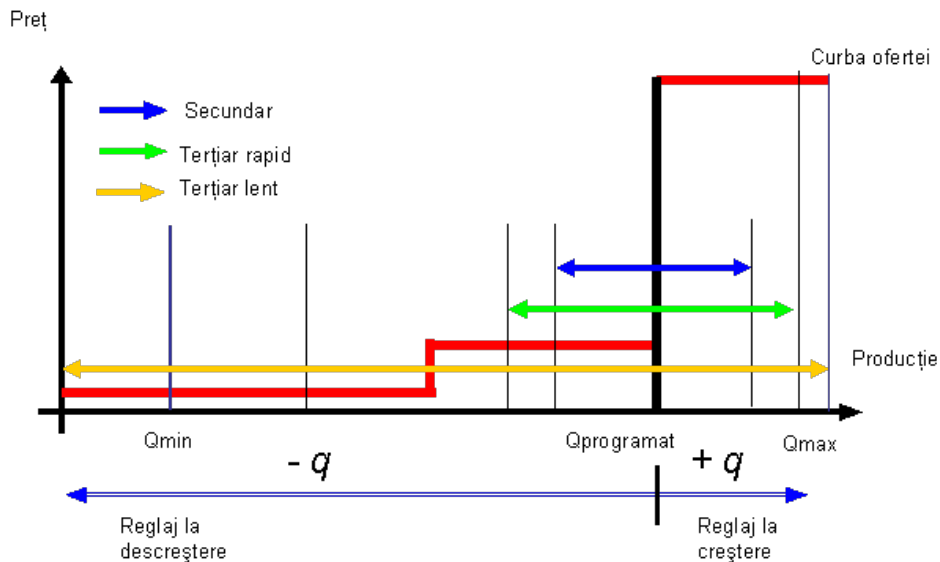


Figura 3.1.3.3. Funcționarea pieței de echilibrare

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. Întrucât modelul de piață conduce la realizarea de venituri/costuri nete pentru OTS în urma echilibrării sistemului, calculul acestora și redistribuirea lor către furnizori, proporțional cu consumul consumatorilor alimentați de fiecare din aceștia, se face la aceeași dată.

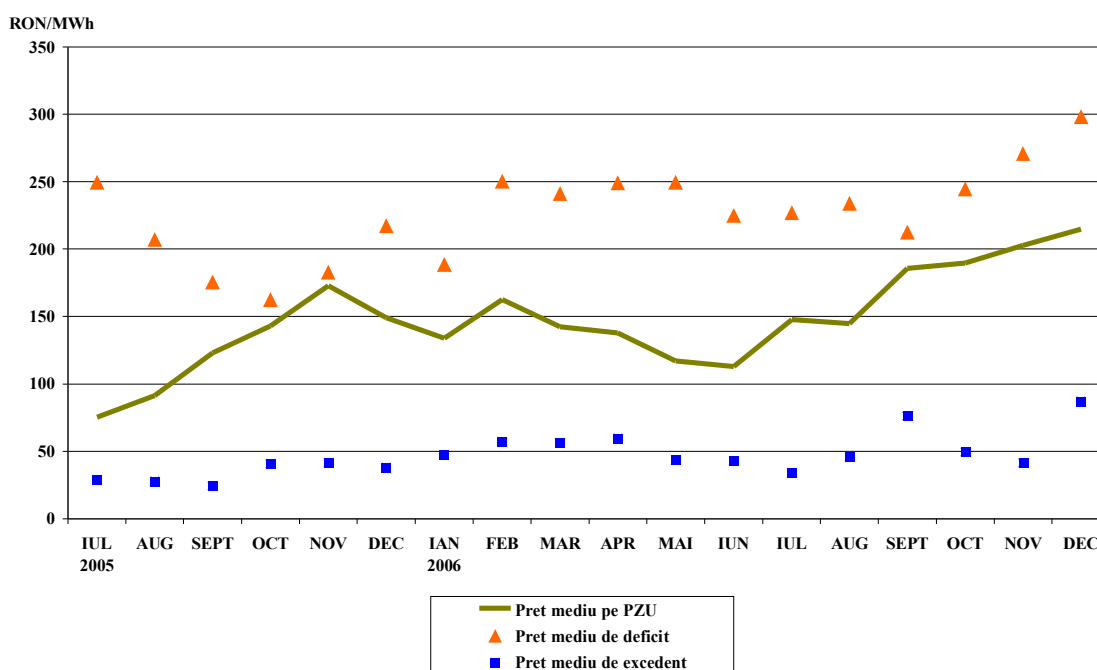
O singură zonă de echilibrare este definită pentru România, operată de un unic operator de sistem licențiat/operator al pieței de echilibrare, CN Transelectrica SA. Interacțiunea cu alte zone de control se face prin intermediul schimburilor de întraajutorare inter-OTS, și nu prin acceptarea de oferte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

Pentru acest stadiu de dezvoltare a pieței de energie nu s-a considerat oportună introducerea unei piețe intra-day organizate; sunt posibile, însă, tranzacții bilaterale intra-day, încheiate până la momentul închiderii porților pieței de echilibrare, având în vedere că nu se mai pot face modificări ale notificărilor după ora 17.00 a zilei anterioare zilei de livrare. Pe piața pentru ziua următoare tranzacțiile se realizează pe baze orare, ca și cele de pe piața de echilibrare.

#### *Prețuri reprezentative aplicate participanților la piață pentru dezechilibrele înregistrate*

În figura 3.1.3.4. sunt prezentate comparativ evoluțiile lunare ale prețurilor medii de decontare (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2006. Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare pentru 2006 au fost pentru prețul de deficit 248,77 RON/MWh (70,58 Euro/MWh), iar prețul de excedent 52,89 RON/MWh (15 Euro/MWh). Valorile medii lunare realizate pe toată perioada de funcționare se situează într-o relație normală (preț de excedent < preț mediu PZU < preț de deficit), cu resurse de îmbunătățire a relației, în special prin creșterea valorii prețului de excedent.

**Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE**  
*iulie 2005 - decembrie 2006*



*Figura 3.1.3.4*

*Informațiile care trebuie puse la dispoziția participanților la piață de către OTS cu privire la mecanismul de echilibrare*

În conformitate cu prevederile *Codului Comercial al pieței angro de energie electrică*, OTS trebuie să publice cât mai aproape de timpul real următoarele informații referitoare la mecanismul de echilibrare:

1. producția totală (agregată) notificată de energie electrică;

2. consumul național total de energie electrică:
  - corespunzător notificărilor fizice ale furnizorilor;
  - corespunzător prognozei OTS;
3. exportul net pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră;
4. importul net pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră;
5. rezerva necesară, separat pentru reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent;
6. banda disponibilă pentru reglajul secundar;
7. volumul disponibil de energie de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar rapid și lent;
- 8.** volumul total al energiei de echilibrare, separat pe tip, utilizat în fiecare interval de dispecerizare sau echilibrare pentru echilibrarea sistemului;
9. volumul total al energiei de echilibrare, separat pe tip, utilizat în fiecare interval de dispecerizare sau echilibrare pentru managementul congestiilor;
10. prețul marginal aferent pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar de creștere (de scădere);
11. cel mai mare (mic) preț acceptat pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar rapid de creștere (de scădere);
12. cel mai mare (mic) preț acceptat pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului terțiar lent de creștere (de scădere).

Lunar, OTS transmite fiecărui participant la piața de echilibrare:

- cantitatea de energie de echilibrare, pe tipuri și sens, pe care participantul trebuia să o livreze în fiecare interval de dispecerizare, pe fiecare unitate dispecerizabilă;
- cantitatea de energie de echilibrare, pe tipuri și sens, pe care participantul a livrat-o efectiv în fiecare interval de dispecerizare, pe fiecare unitate dispecerizabilă.

După realizarea decontării pe piața de echilibrare/decontare a dezechilibrelor, fiecare PRE și participant la piața de echilibrare primește de la operatorul de decontare (SC OPCOM SA - diferit de OTS) toate informațiile privind remunerarea orară a participării la piața de echilibrare, dezechilibrele proprii pozitive și negative pe fiecare interval de dispecerizare, prețurile pentru excedent și deficit de energie, precum și informațiile privind penalizările care se aplică pentru abaterile neanunțate ale unităților dispecerizabile de la programele de producție notificate (dezechilibrele de la notificare) și cele aplicabile neîndeplinirii în totalitate a ordinelor de dispecer (aceste penalizări nu s-au aplicat în anul 2006).

Operatorul de decontare publică o notă de regularizare lunară privind veniturile rămase după decontare, care cuprinde soldul decontărilor corespunzătoare tuturor PRE-urilor, soldul decontărilor tuturor participanților la piața de echilibrare, respectiv rezultatul acestora, și anume costurile sau veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

În anul 2006, veniturile/costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului au fost redistribuite PRE-urilor care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii de energie electrică, iar OTS nu a beneficiat de nici o cotă din acestea.

### **3.1.4 Separare efectivă**

După cum a fost precizat anterior, în România separarea legală a activităților de producere, transport, distribuție/furnizare a fost realizată în anul 2000. Până în luna iulie 2007 a fost asigurată separarea contabilă și funcțională a activităților de distribuție de cele de furnizare,

separarea legală a activităților de distribuție și furnizare fiind realizată în iulie 2007 pentru 7 dintre societățile de distribuție/furnizare existente. Separarea legală a activităților de distribuție și furnizare s-a realizat pentru 7 dintre societățile de distribuție și furnizare existente, prin înființarea de societăți distincte de distribuție și furnizare. Pentru cea de-a 8-a, Electrica Muntenia Sud, de curând privatizată, se estimează că procesul de separare se va încheia pînă la sfîrșitul anului 2007.

În România există un singur OTS – CN Transelectrica SA și 8 operatori de distribuție: Electrica Distribuție Muntenia Nord, Electrica Distribuție Transilvania Nord, Electrica Distribuție Transilvania Sud, Electrica Muntenia Nord, CEZ Distribuție, E.On Moldova Distribuție, Enel Electrica Banat și Enel Electrica Dobrogea.

Și în cazul României, societățile de distribuție cu mai puțin de 100000 de consumatori nu au obligativitatea separării legale a activităților, în prezent 27 de operatori de distribuție de acest tip fiind titulari de licență.

CN Transelectrica SA este concesionarul serviciului de transport și a bunurilor proprietate publică aferente rețelei electrice de transport (>110 kV), cele 8 societăți de distribuție fiind concesionarii serviciilor de distribuție și a bunurilor proprietate publică a rețelelor de distribuție (≤ 110 kV).

Numărul de angajați în cazul CN Transelectrica SA este de 2156. Numărul total de angajați în cazul celor 8 societăți de distribuție este de 13647. Raportat la totalul de angajați din sectorul energiei electrice, angajații din companiile de rețea reprezintă un procent de 37,7%.

Structura de proprietate a CN Transelectrica SA este următoarea: 76,5% din capitalul social - Ministerul Economiei și Finanțelor, 13,5% din capitalul social - Fondul Proprietatea, 10% din capitalul social - acționari privați, compania fiind listată la Bursa de Valori din luna august 2006.

În cazul operatorilor de distribuție, după separarea legală a activităților de distribuție de cele de furnizare, situația se prezintă astfel:

**1. SC CEZ Distribuție SA:** CEZ a.s. - 51,0062 % din capitalul social, S.C. Electrica S.A. - 36,99378 % din capitalul social, Fondul Proprietatea S.A. - 11,9999 % din capitalul social, Severomoravská energetika a.s., Východočeská energetika a.s. și Západočeská energetika a.s. dețin fiecare câte o acțiune, reprezentând câte 0,0000014 % din capitalul social;

**2. SC Enel Distribuție Banat SA și SC Enel Distribuție Dobrogea SA:** Enel Distribuzione SpA, deținătoare a 51,003 % din acțiuni, S.C. Electrica S.A., deținătoare a 36,9970 % din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A., deținătoare a 12 % din acțiuni.

**3. SC E.ON MOLDOVA DISTRIBUȚIE SA:** 50,97 % - E.ON Energie Romania S.A.; 37,05 % S.C. Electrica S.A.; 11,95 % Fondul Proprietatea S.A.; 0,03% societăți din cadrul Grupului E.ON care dețin, fiecare, câte o acțiune, a cărei pondere din capitalul social este de 0,01% (E-ON Sales & Trading GmbH, E-ON Energie 31. Beteiligung GmbH, E-ON Energie 21. Beteiligung GmbH)

**4. SC FDFEE Electrica Transilvania Sud SA, SC FDFEE Electrica Transilvania Nord SA, și SC FDFEE Electrica Muntenia Nord SA,** au următoarea structura a acționariatului: 88 % S.C. Electrica S.A.; 12 % S.C. Fondul Proprietatea S.A.

**5. În cazul SC FDFEE Electrica Muntenia Sud SA,** la finalizarea privatizării, ENEL va deține 67,5% din acțiuni.

Atât compania de transport cât și societățile de distribuție/furnizare dispun de sedii, logo și pagină de Internet proprie. Urmare a separării legale a activităților de distribuție de cele de furnizare, noile societăți înființate sunt în curs de a dispune de 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. Legea energiei electrice prevede sancțiuni în cazul încălcării cerințelor privind separarea activităților

## **3.2 Aspecte privind concurența [Articol 23(8) și 23(1)(h)]**

### **3.2.1 Descrierea pieței angro**

#### ***Structura sectorului de producere a energiei electrice***

La sfârșitul anului 2006, existau 67 deținători de licență de producere de energie electrică. Dintre aceștia, doar 22 dețin unități dispecerizabile, unități care să poată să-și ajusteze puterea la comanda operatorului de sistem (cu puteri instalate mai mari 20 MW la unitățile termo, fiind excluse unitățile de cogenerare în contrapresiune, respectiv 10 MW la unitățile hidro).

13 producători cu unități dispecerizabile dețin doar unități de cogenerare, căldura livrată fiind destinată, în majoritatea cazurilor, încălzirii localităților în care sunt situate, prin intermediul rețelelor de termoficare urbană; având în vedere reducerea, începând cu 1990, a consumului de energie termică datorită dispariției industriilor pe care le alimentau, precum și datorită economiilor de căldură ale populației și numeroaselor deconectări, acești producători se confruntă cu regimuri de funcționare în afara optimului și cu costuri de exploatare crescute; producătorii cu unități de cogenerare se află, de regulă, în proprietatea comunităților locale.

Principalii producători pe piața energiei electrice sunt:

- un producător hidro, SC Hidroelectrică SA, care în cursul anului 2006 a avut o activitate susținută de vânzare la licitație a microhidrocentralelor (< 10MW) deținute,
- un producător nuclear, SN Nuclearelectrică SA,
- 3 producători importanți (SC CE Turceni SA, SC CE Rovinari SA și SC CE Craiova SA) ce dețin unități în condensatie care funcționează pe bază de lignit indigen, provenit, în proporții diferite, de la minele proprii,
- un producător cu unități în condensatie pe bază de ulei (SC Electrocentrale Deva SA) și
- un producător cu unități atât de cogenerare, cât și de condensatie (SC Electrocentrale București SA) ce funcționează pe bază de hidrocarburi;
- producătorul SC Termoelectrică SA, care deține unități proprii de condensatie și cogenerare; acesta este și proprietarul SC Electrocentrale București și al unuia dintre producătorii de cogenerare.

În decursul timpului au fost luate în discuție numeroase variante de restructurare a sectorului de producere a energiei electrice (având în vedere dezechilibrul existent în prezent între producători, atât ca mărime, cât și ca structură de tehnologii și costuri), existând numeroase argumente și poziții pro și contra.

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, evidențiată prin evoluția indicatorului Herfindahl-Hirschman (HHI). Valoarea indicatorului HHI calculat în funcție de capacitatea instalată a fost, în 2006, de **1890**, fiind ușor

superior pragului care delimitează piețele cu concentrare moderată de cele cu concentrare ridicată a puterii de piață. Valorile indicatorilor de concentrare prezentați iau în considerare participațiile deținute de unii operatori în acționariatul altora, și anume deținerea integrală, de către producătorul SC Termoelectrica SA, a producătorilor SC Electrocentrale București SA și SC Electrocentrale Galați SA.

Capacitatea maximă netă de producere a fost de 15501 MW (corespunzător capacităților existente la 31.12.2006). Sarcina maximă (vârful de consum) a fost de 8151 MW.

Numărul producătorilor care dețin, **ca și capacitate instalată**, mai mult de 5% din capacitatea totală, a fost de **5**, iar ponderea cumulată a capacității instalate a primilor 3 cei mai mari producători a fost de **65,1%** (valori calculate utilizând principiul dominanței, specificat anterior).

Structura producției nete de energie electrică, livrată în rețea, în anul 2006 (corespunzătoare doar participanților *cu unități dispecerizabile*), este prezentată în tabelul 3.2.1.1.

În condițiile specificate pentru calculul indicatorilor de concentrare pe piață, numărul companiilor producătoare **care au livrat** mai mult de 5% din producția netă de energie electrică a fost de **7**, iar cotele cumulate de piață ale primilor 3 cei mai mari producători a fost de **58,5%**.

Consumul total de energie electrică al României în anul 2006 a fost de 53,020 TWh (inclusiv pierderile de energie electrică în rețelele de transport și distribuție).

*Tabel 3.2.1.1.*

*Producție netă de energie electrică*

Producător	Producție netă de energie electrică	
	TJ	GWh
S.C. „Termoelectrica” S.A.	6310	1753
S.C. „Electrocentrale București” S.A.	22268	6186
S.C. “CE Rovinari” S.A.	23082	6412
S.C. “CE Turceni” S.A.	23066	5407
S.C. “CE Craiova” S.A.	15321	4256
S.C. „Electrocentrale Deva” S.A.	11928	3313
S.C. „Hidroelectrică” S.A.	64282	17856
S.N. „Nuclearelectrică” S.A.	18428	5119
Autoproducători	5737	1593
Alți producători	13328	3702
<b>TOTAL</b>	<b>203750</b>	<b>56597</b>

În tabelul 3.2.1.2 sunt prezentate valorile medii anuale ale indicatorilor de structură C1 și HHI determinate pe baza energiei *livrate* în rețele de producătorii *cu unități dispecerizabile* în anul 2006:

*Tabel 3.2.1.2*

*Valori medii anuale C1 și HHI determinate pe baza energiei livrate de producători*

Anul	C1	HHI
2006	31,1	1673

În tabelul 3.2.1.3. sunt prezentate valorile aceluiași indicatori de concentrare, calculați pe baza energiei *brute* și cu luarea în considerare a tuturor producătorilor, inclusiv a celor *ce nu dețin unități dispecerizabile*:

Tabel 3.2.1.3

Valori medii anuale C1 și HHI determinate pe baza energiei produse (brute)

Anul	C1	HHI
2006	29,2	1534

Din datele prezentate, rezultă că piața de energie electrică din România este moderat concentrată.

Structura de producție de energie electrică pe tipuri de resurse primare utilizate la diferite niveluri ale consumului este prezentată mai jos:

Tip combustibil	Gol (MW)	Vârf (MW)	Sarcina medie (MW)
Cărbune	1322	3663	2703
Hidrocarburi	478	2050	1154
Nuclear	656	660	594
Hidro	2142	2343	2053

### Descrierea pieței angro de energie electrică

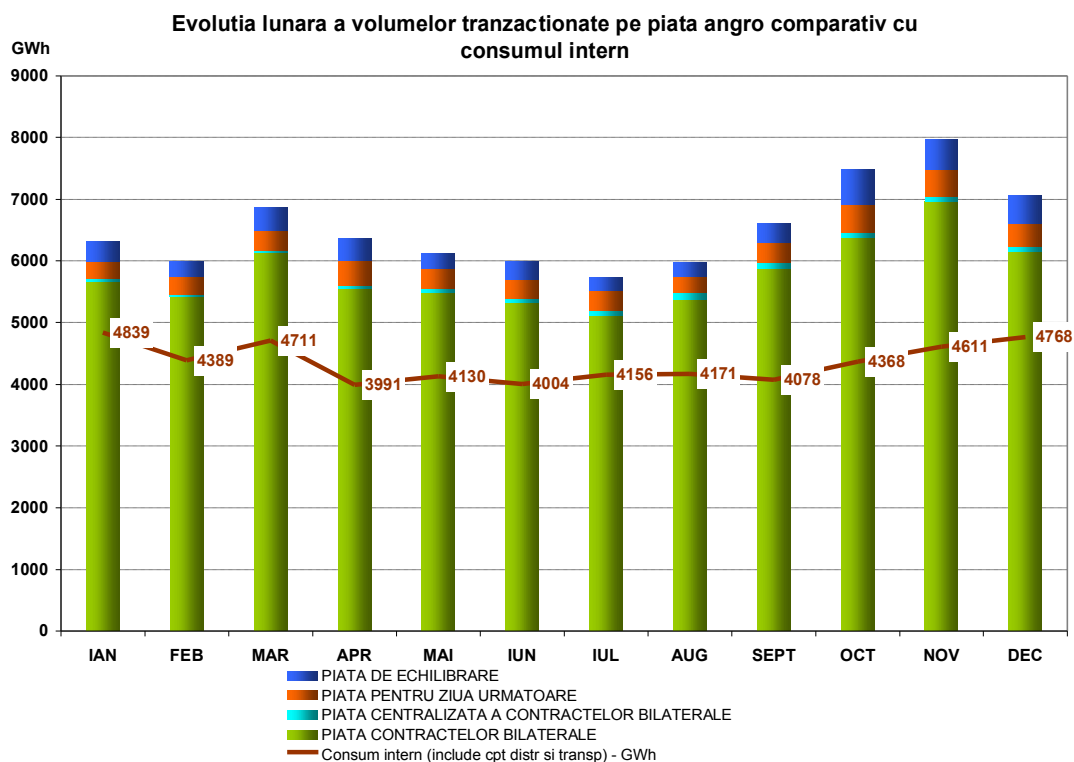
Începând cu 1 iulie 2005 a intrat în vigoare noul model de piață, conform căruia energia electrică se tranzacționează angro prin contracte (reglementate, pentru cota corespunzătoare alimentării consumatorilor captivi și consumurilor proprii tehnologice din rețele și negociate, în rest) și prin tranzacții încheiate pe piața voluntară pentru ziua următoare, PZU. Diferențele apărute în timp real între cerere și ofertă sunt asigurate de către operatorul de sistem, prin acceptarea ofertelor realizate pe piața de echilibrare - PE, participanții asumându-și responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele înregistrate. Pentru tranzacționarea prin mecanisme transparente a contractelor pe piața concurențială, începând cu decembrie 2005 a fost organizată Piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB).

Cu excepția tranzacțiilor pe PZU, care se desfășoară pentru fiecare interval orar, în România nu au funcționat în 2006 piețe pentru contracte standardizate; pe PCCB, ofertanții își prezintă propriile contracte-cadru, intervalele zilnice de livrare, cantitățile pe aceste intervale, precum și datele de începere și de finalizare a livrărilor.

S-a constatat, însă, o tendință naturală a participanților pentru standardizarea ofertelor lor, ceea ce a constituit premisa dezvoltării în anul 2007 a unei alte piețe organizate de SC Opcom SA, numită Piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă (PCCB-NC), contractele tranzacționate pe această piață având un grad mult mai ridicat de standardizare.

Dimensiunea pieței angro este determinată de totalitatea tranzacțiilor desfășurate pe aceasta de către producători și furnizori, depășind cantitatea transmisă fizic de la producere către consum; totalitatea tranzacțiilor include revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare.

Așa cum se constată din figura 3.2.1.1, în anul 2006 predominantă a fost tranzacționarea pe contracte bilaterale, reprezentând cca. 133% din consumul intern (cu cca. 55% din consumul intern - tranzacționat în baza contractelor reglementate), în timp ce pe PZU s-a tranzacționat cca. 8% din consumul intern, similar cu PE, iar tranzacțiile pe PCCB cu livrare în 2006 au reprezentat 1,6% din consumul intern.



*Figura 3.2.1.1*

### Piața contractelor bilaterale

În cursul anului 2006, din energia electrică vândută de producători, cca. 46% s-a tranzacționat pe piața contractelor cu prețuri și cantități reglementate, iar 54% pe piața concurențială.

Pe **pieța reglementată**, vânzările *producătorilor* au fost destinate:

- pentru consumul consumatorilor captivi la tarife reglementate - cca. 32,7%;
- pentru acoperirea pierderilor în rețele – 9,5% aferent pierderilor în distribuție și 1,4% aferent pierderilor în rețeaua de transport;
- restul energiei vândute de producători pe piața reglementată s-a tranzacționat între producători, pe contracte tip opțiune (contracte destinate acoperirii riscurilor hidrologice, ieșirilor îndelungate din funcțiune etc.).

Prețul mediu al energiei electrice pe totalul contractelor reglementate încheiate de producătorii cu unități dispecerizabile a fost de cca. 154 RON/MWh (43,7 Euro/MWh).

Distribuitorii/furnizorii consumatorilor captivi au tranzacționat pe piața angro pentru activitățile reglementate o cantitate de energie electrică de 106063 TJ (29462 GWh), structura pe tipuri de contracte fiind prezentată în figura 3.2.1.2.



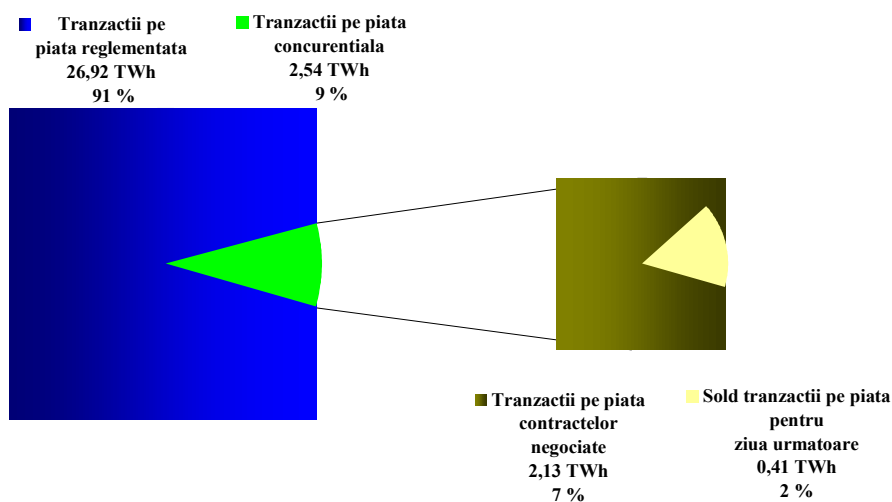


Figura 3.2.1.2. Structura tranzacțiilor cu energie electrică ale furnizorilor consumatorilor captivi, pentru piața reglementată

Ca urmare, achizițiile de energie electrică din piața reglementată au reprezentat 91%, restul cantității, reprezentând 9%, fiind achiziționată pe piața concurențială. Prețul mediu de achiziționare (PMA) a energiei electrice a fost de 150,15 RON/MWh (42,6 Euro/MWh).

Furnizor pentru consumatori captivi/ operator distribuție	PMA contracte reglementate	PMA contracte negociate	PMA global
UM	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
S.C. DFEE Electrica Banat S.A.	138,15	133,20	137,12
S.C. DFEE Electrica Dobrogea S.A.	130,41	132,09	130,20
S.C. E.ON Moldova S.A.	130,67	132,29	132,70
S.C. FDFEE Electrica Muntenia Nord S.A.	153,55	132,60	151,59
S.C. FDFEE Electrica Muntenia Sud S.A.	182,07	131,70	176,65
S.C. FDFEE Electrica Oltenia S.A.	130,18	132,85	129,37
S.C. FDFEE Electrica Transilvania Nord S.A.	164,80	132,23	161,90
S.C. FDFEE Electrica Transilvania Sud S.A.	166,52	126,99	165,85
<b>Total</b>	<b>151,41</b>	<b>131,90</b>	<b>150,15</b>

Pe **piata concurențială**, producătorii au tranzacționat prin contracte negociate bilateral cca. 5% din energia electrică cu consumatorii eligibili, 5,4% cu parteneri externi (export), 39% cu furnizori concurențiali sau cu alți producători și 1% cu distribuitorii-furnizori ai consumatorilor captivi; cotele tranzacționate prin contracte încheiate în urma licitațiilor organizate pe PCCB au fost de cca 1% cu furnizori concurențiali, iar cca. 3% din energie a fost tranzacționată pe PZU.

În decursul anului 2006, lichiditatea PCCB a fost redusă, ca urmare a:

- contractării unei cote importante din energie înainte de începerea anului calendaristic;

- preferinței multor participanți de a negocia direct (restrânsă parțial de Ordinul Ministerului Economiei și Comerțului nr. 408/2006, care obliga producătorii din portofoliul statului de a vinde energia disponibilă pe PCCB) și existenței unor contracte pe termen lung pentru mari cantități de energie;
- gradului redus de standardizare a contractelor;
- transparenței insuficiente a PCCB, prin lipsa publicării prețului de închidere a tranzacțiilor.

Volumul tranzacțiilor încheiate pe PCCB a avut o tendință de creștere de-a lungul anului, remarcându-se tranzacționarea unor volume importante în noiembrie-decembrie 2006, pentru livrare în 2007.

#### Piața pentru ziua următoare – PZU

PZU este o piață voluntară, cu ofertare atât la vânzare, cât și la cumpărare, fiind deschisă tuturor participanților titulari de licență, în vederea valorificării energiei electrice suplimentare și ajustării, cu o zi înainte de ziua de livrare, a poziției contractuale comparativ cu posibilitățile/necesitățile de producție/consum.

Analiza indicatorului HHI, calculat în funcție de vânzările fiecărui participant la PZU, indică o piață neconcentrată sau cu concentrare medie la nivel lunar, dar cu fluctuații la nivel zilnic, indicele ajungând, în unele zile, până la valori de maxim 5400.

Pe partea de cumpărare, se evidențiază indici medii lunari aflați în general în zona lipsei de concentrare; în ultimul trimestru al anului 2006 s-au constatat, însă, și valori ale HHI lunar de nivelul cca 3800 (piață foarte concentrată la cumpărare); de asemenea, unele valori zilnice corespund unei concentrări ridicate a puterii de piață.

De regulă, valorile mari ale indicelui HHI au corespuns unor condiții hidrologice excesive (inundații/secetă) care au făcut ca producătorul hidro să aibă fie un excedent de energie față de contracte, pe care să dorească să o valorifice pe piață, fie un deficit față de obligațiile contractuale, pe care să încerce să îl acopere prin cumpărarea de pe PZU; acest tip de comportament este considerat normal și chiar benefic din punct de vedere al utilizării optime a resurselor.

În figura 3.2.1.3. este prezentată evoluția volumelor tranzacționate pe PZU, comparativ cu cele tranzacționate pe PE, ca procente din consumul intern - începând cu iulie 2005, de la lansarea noului model de piață.

Volumul total tranzacționat pe PZU în anul 2006 a înregistrat o valoare de 4106 GWh, reprezentând cca. 8% din consumul intern, ceea ce semnifică o lichiditate acceptabilă a acestei piețe, în condițiile în care aceasta a devenit voluntară, începând cu 1 iulie 2005. Având în vedere volumele tranzacționate pe celelalte piețe, se consideră însă că există încă suficiente resurse de creștere.

Prețul mediu stabilit de PZU s-a caracterizat printr-o tendință de creștere accentuată în a doua parte a anului 2006, pe fondul unor prognoze pesimiste cu privire la asigurarea resurselor, generate și de caracterul secetos al perioadei.

### Volume tranzactionate pe PZU si PE

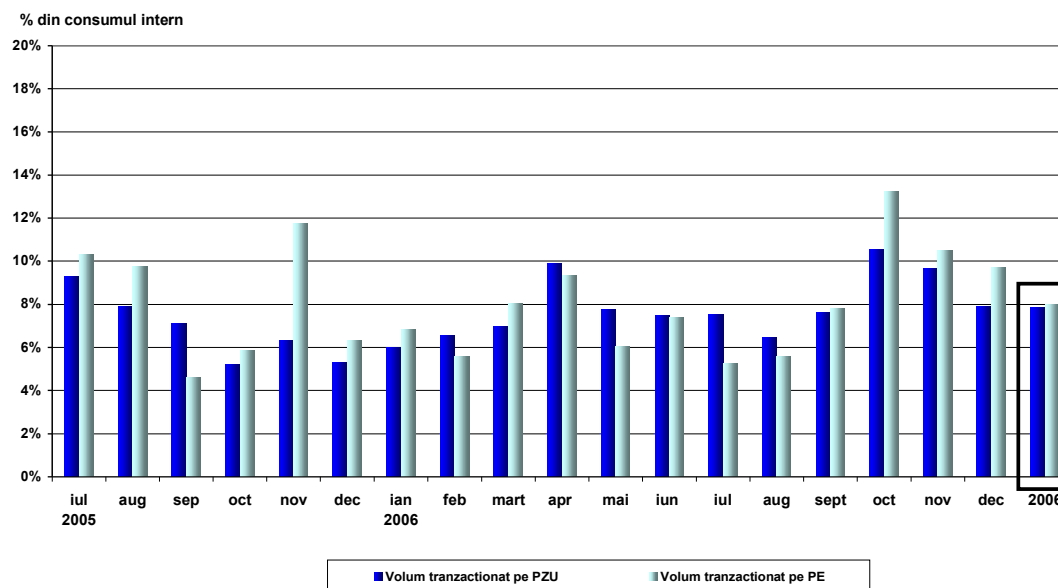


Figura 3.2.1.3

Astfel, în decembrie 2006 s-a înregistrat valoarea maximă a prețului mediu lunar pentru întreaga perioadă de tranzacționare pe PZU (iulie 2005 - decembrie 2006), de cca 215 RON/MWh (61 Euro/MWh), în timp ce valorile cele mai scăzute s-au obținut în perioada mai – iunie, caracterizată de un nivel hidrologic ridicat. Valoarea medie lunară în anul 2006 a fost de 161,06 RON/MWh (45,7 Euro/MWh).

Se poate spune, deci, că PZU a dat semnalul corect pe piață, încorporând informațiile disponibile privind nivelul resurselor. Nivelul de corelare dintre valorile orare ale prețului de închidere a pieței și cele ale consumului intern a fost în anul 2006 de 0,62.

În figura 3.2.1.4. este prezentată evoluția valorilor medii zilnice ale prețului spot în anul 2006.

### PRETURI SPOT MEDII ZILNICE - stabilite de S.C. OPCOM S.A. - anul 2006

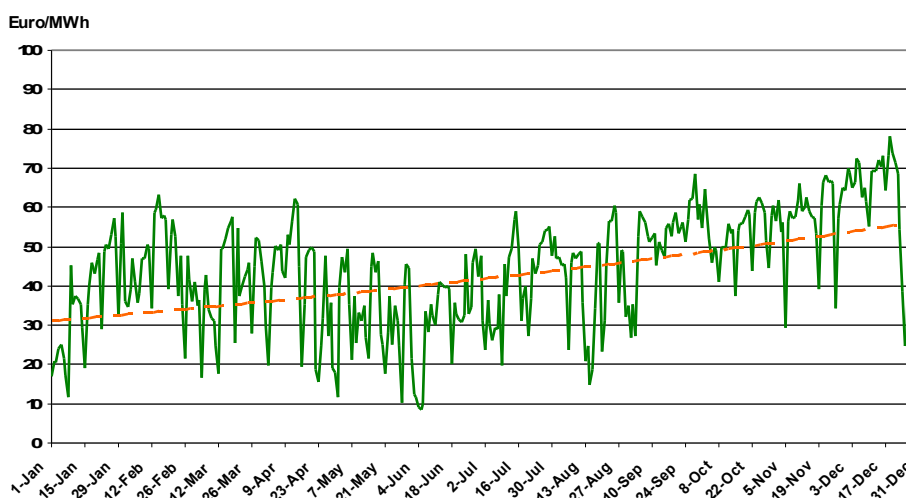


Figura 3.2.1.4

## Piața de echilibrare- PE

Modul de funcționare a PE a fost descris într-o secțiune anterioară (3.1.3.).

PE a început să funcționeze începând cu luna iulie 2005. În luna decembrie 2006 erau active 79 PRE, iar pe piața de echilibrare operau 20 de producători ce dețineau un număr de 136 unități dispecerizabile.

Volumul lunar tranzacționat pe piața de echilibrare, înregistrat în perioada de funcționare iulie 2005 – decembrie 2006, așa cum rezultă din figura 3.2.1.4, s-a situat în intervalul 5 - 13% din consumul intern. Valorile realizate în 2006 arată volume comparabile tranzacționate pe PZU și pe PE, ceea ce indică existența unui potențial de eficientizare, prin creșterea volumelor pe PZU și diminuarea celor pe PE.

Evoluția volumelor tranzacționate pe piața de echilibrare și a dezechilibrelor arată că piața de echilibrare se află în proces de maturizare.

Valorile indicatorilor de concentrare, determinați pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE în anul 2006, indică existența unui participant dominant pentru reglajul secundar și terțiar rapid (C1 se situează, în general, peste 60%) și corespund unei piețe cu o concentrare mare, indiferent de sensul și tipul de reglaj (valorile lunare ale HHI variază între 2097 și 8263); reglajul terțiar lent înregistrează un nivel de concurență ceva mai mare.

Din punct de vedere al duratei și standardizării contractelor pe care s-a tranzacționat energia electrică în 2006, situația se prezintă astfel:

	Total energie tranzacționată		din care, pe contracte reglementate:
	GWh	%	%
Energie electrică tranzacționată pe piața spot (day-ahead)	4106	5.1	0
Energie electrică tranzacționată pe contracte bilaterale nestandardizate cu durate mai mici de 1 an (exclusiv 1 an)	14710	18.1	0
Energie electrică tranzacționată pe contracte bilaterale nestandardizate cu durate între 1 și 5 ani (exclusiv 5 ani)	49842	61.4	36
Energie electrică tranzacționată pe contracte bilaterale nestandardizate cu durate mai mari de 5 ani	12523	15.4	0
<b>Total</b>	<b>81181</b>	<b>100</b>	

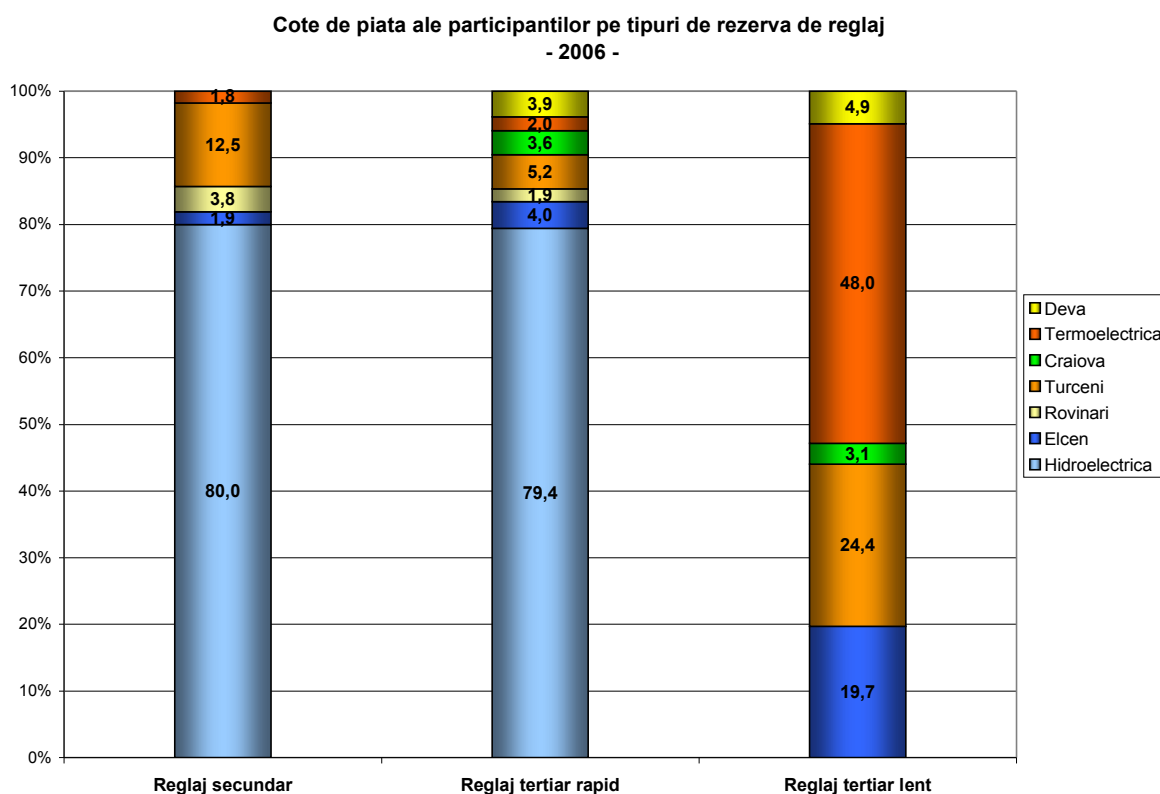
## Piața de servicii de sistem

Piața de servicii de sistem are rolul de a asigura existența în orice moment, la dispoziția OTS, a unor capacități de producție capabile să asigure reglajul. Aceasta funcționează pe tipuri de rezerve: secundară, terțiar rapidă și terțiară lentă; producătorii sunt plătiți, pe această piață, pentru faptul că țin la dispoziția OTS rezervele contractate, având obligația de a oferi capacitatea respectivă pe piața de echilibrare, în cadrul căreia sunt plătiți pentru energia realizată pentru reglajele efectuate. Pentru a putea participa la piața de servicii de sistem tehnologice, participanții trebuie să primească din partea OTS o calificare din punct de vedere al capacității tehnice.

Întrucât s-a constatat o situație de concentrare ridicată pe piața de servicii de sistem (producătorul hidro fiind capabil de a realiza cea mai mare parte a acestora, la o calitate superioară), asigurarea rezervelor a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară, restul fiind asigurat prin

contracte încheiate în sistem concurențial, în urma negocierii/licitațiilor desfășurate de OTS. Prețurile rezultate pentru diferitele tipuri de rezerve în cele două sisteme s-au situat în domeniul 58,39 – 58,83 RON/hMW (16,6 – 16,7 Euro/hMW) pentru banda de reglaj secundar, 26,02 – 32,22 RON/hMW (7,38 – 9,14 Euro/hMW) pentru rezerva de reglaj terțiar rapid, în timp ce prețul pentru rezerva terțiară lentă a rezultat doar din contractele reglementate, media fiind de 26,35 RON/hMW (7,47 Euro/h MW).

În figura 3.2.1.5. sunt prezentate cotele de piață ale participanților la asigurarea rezervelor de reglaj.



*Figura 3.2.1.5*

În decursul anului 2006 au fost modificate regulile privind determinarea și penalizarea neîndeplinirii acestor contracte (penalizările fiind calculate la un tarif dublu față de cel al rezervei).

### ***Participarea cererii la piața angro***

Participarea activă, la piață, a consumatorilor (cererii) este posibilă în cadrul PZU (prin participarea furnizorilor care alimentează consumatori) și prin intermediul ofertelor de creștere/scădere pe piața de echilibrare realizate de consumatorii dispacherizabili. În anul 2006 nu au existat astfel de consumatori, în viitor fiind luată în considerare construcția unei centrale de acumulare prin pompare care să joace un astfel de rol.

Integrarea pieței românești de energie electrică în piața regională s-a realizat, în 2006, doar prin intermediul contractelor bilaterale de export/import încheiate de producători/furnizori din România cu parteneri externi; acestea au loc în urma alocărilor de capacități transfrontaliere, prin mecanismele descrise la secțiunea 3.1.2. În afara acestora, au loc schimburi de întraajutorare între OTS-uri, realizate pe bază de compensare.

În 2006 s-a importat o cantitate de 1011 GWh și s-au exportat 5248 GWh; valorile nu reprezintă fluxuri fizice, ci sunt rezultatul schimburilor comerciale exclusiv tranzite, conform rapoartelor realizate de OTS.

Având în vedere că nici una dintre țările vecine României nu deține piețe spot, nu poate fi stabilit un grad de corelare a prețurilor înregistrate pe piața spot din România cu prețurile de pe piețele țărilor vecine. În raport cu celelalte țări membre UE, gradul de corelare se prezintă astfel:

	Austria	Cehia	Italia	Lituania
România	0,23	0,27	0,43	0,25

### 3.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

Furnizarea energiei electrice la consumatori constă din furnizarea pe piața *reglementată* (cuprinde toți consumatorii casnici și consumatorii eligibili care au optat să continue să achiziționeze energie electrică la tarife reglementate), precum și din furnizarea pe piața *concurențială* (cuprinde consumatorii diferiți de cei casnici care au schimbat furnizorul sau care și-au negociat contractele renunțând la tariful reglementat cu furnizorii de captivi care îi alimentau).

În România dețin licență de furnizare cca 140 de furnizori. În figura 3.2.2.1. este prezentată evoluția lunară a structurii și numărului de societăți care au desfășurat activitate de furnizare pentru anii 2005 și 2006, în cifra totală fiind cuprinși furnizorii concurențiali, furnizorii consumatorilor captivi și producătorii deținători de licență de furnizare.

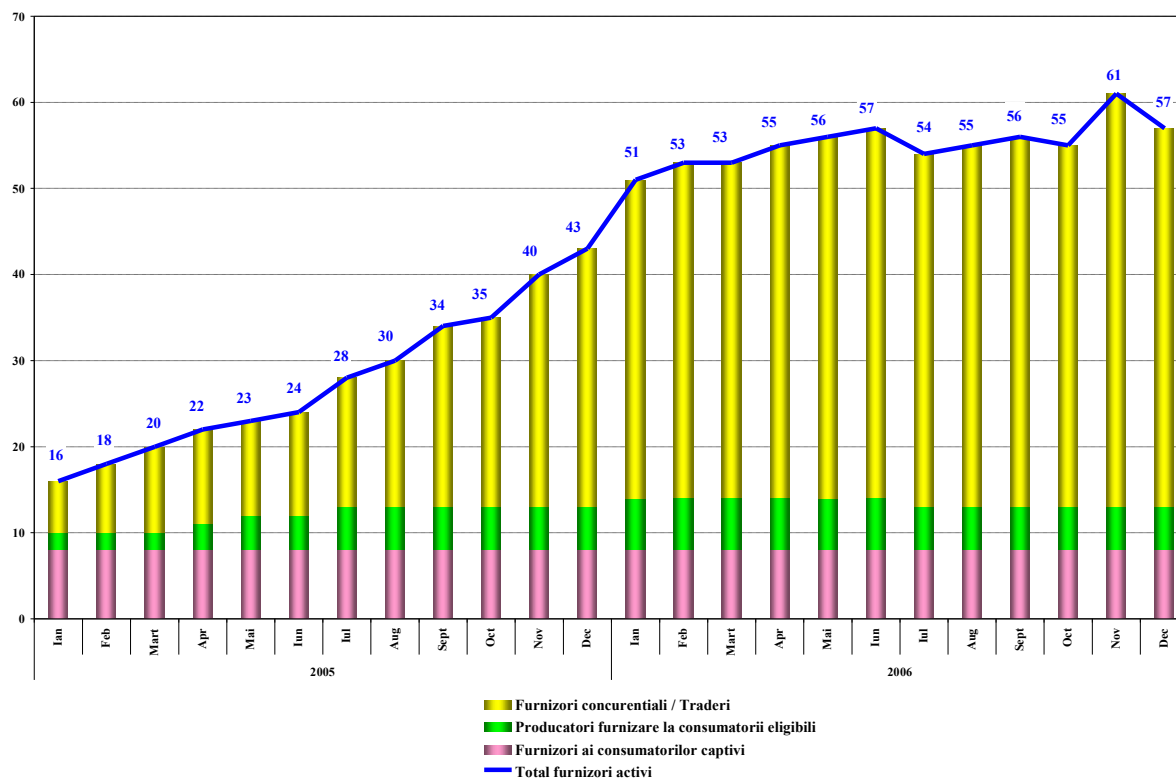


Figura 3.2.2.1. Evoluția numărului și structurii furnizorilor de energie electrică în anii 2005 și 2006

În figura 3.2.2.2 este prezentată evoluția anuală a ponderii consumului consumatorilor care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele (în sensul renunțării la tariful reglementat) comparativ cu gradul de deschidere a pieței precizat prin hotărâre de guvern.

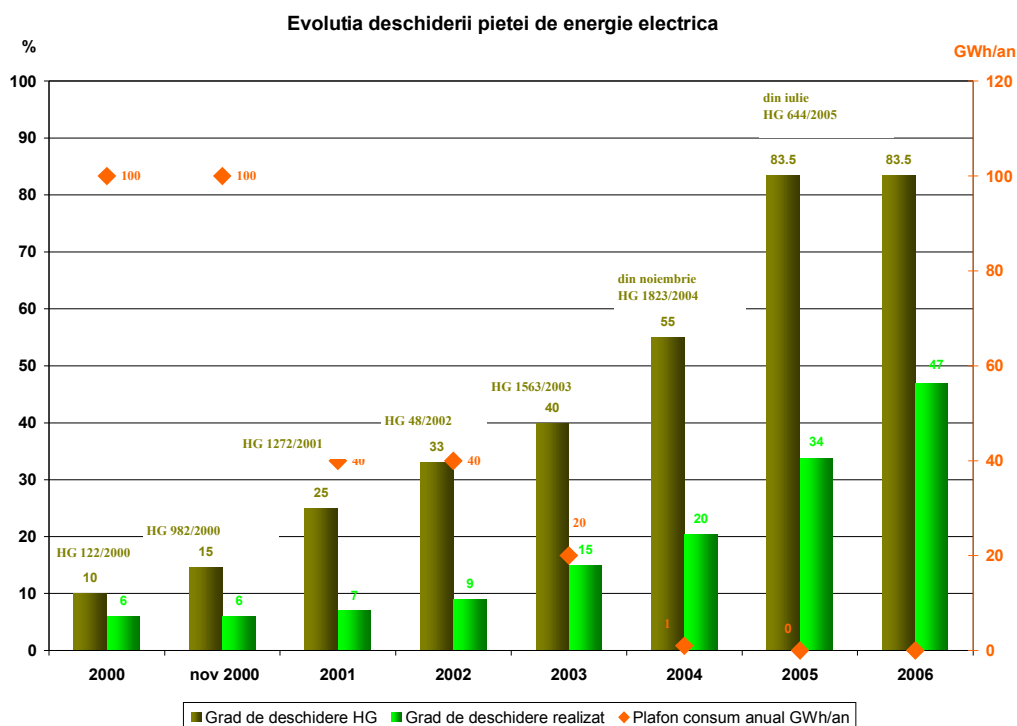


Figura 3.2.2.2

Pe **piața reglementată**, în anul 2006, consumatorii captivi au fost deserviți în principal de 8 furnizori: 4 societăți proprietate de stat, filiale ale SC DFEE Electrica SA și 4 societăți cu acționariat majoritar privat; numărul total de consumatori captivi a fost de 8.633.571, iar energia furnizată acestora a fost de aproximativ 23.302 GWh.

Cotele de piață deținute pe această piață de furnizorii consumatorilor captivi sunt prezentate în tabelul 3.2.2.1.

Tabel 3.2.2.1.

Furnizor - Distribuitor	Cotă piață captivi (%)	Total consum captivi GWh
SC DFEE Muntenia Sud SA	17	<b>23302</b>
SC DFEE Muntenia Nord SA	13	
SC CEZ Electrica Oltenia SA	13	
SC DFEE Transilvania Sud SA	13	
SC DFEE Transilvania Nord SA	12	
SC EON Moldova SA	11	
SC ENEL Electrica Banat SA	11	
SC ENEL Electrica Dobrogea SA	9	

Cotele de piață ale furnizorilor consumatorilor captivi în funcție de forma de proprietate sunt prezentate în tabelul 3.2.2.2.

În figura 3.2.2.3 este prezentată, în evoluție lunară, valoarea cumulată a numărului de consumatori care și-au exercitat eligibilitatea începând cu luna ianuarie 2005.

Tabel 3.2.2.2.

Furnizor - Distribuitor	Cotă piață captivi (%)	Total consum captivi GWh
ELECTRICA	55	23302
ENEL	20*	
CEZ	13	
EON	12	

\* - Prin achiziționarea de către ENEL și a filialei SC FDFEE Muntenia Sud SA, cota de piață a acestei companii va crește la 37 %, comparabilă în acest moment cu cea a Electrica.

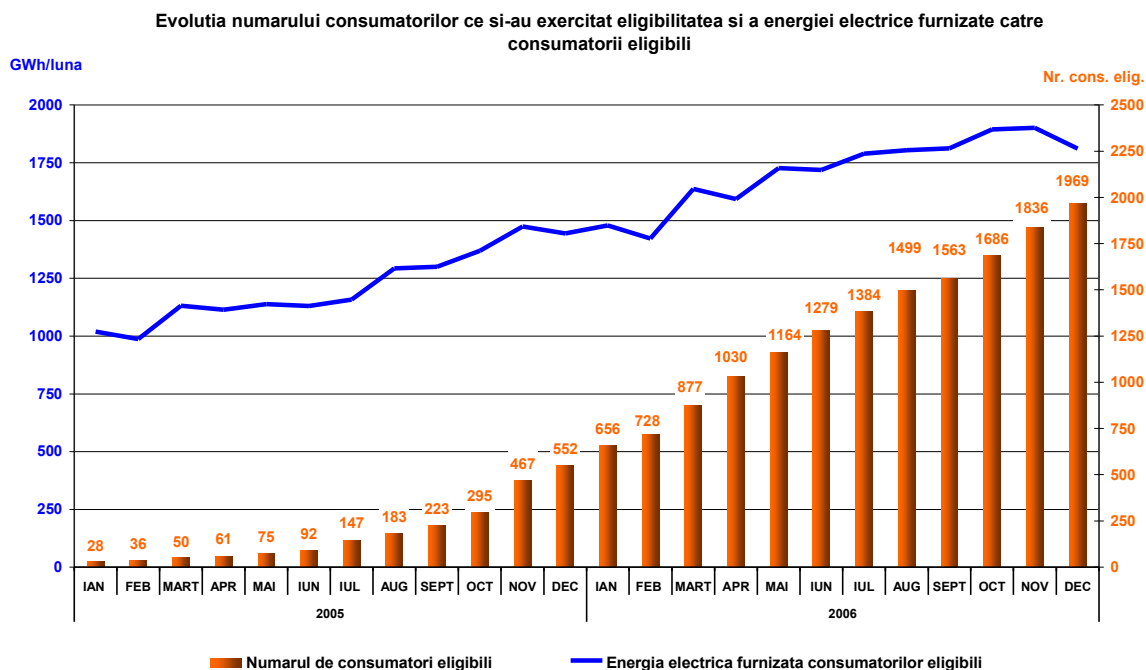


Figura 3.2.2.3.

În luna decembrie 2006, consumul consumatorilor eligibili care și-au schimbat furnizorul sau și-au renegociat contractul (în sensul renunțării la tariful reglementat) a avut valoarea de 47% din consumul intern al consumatorilor finali. Consumatorii care și-au exercitat dreptul de eligibilitate sunt majoritari consumatori industriali.

Pe segmentul **concurențial** al pieței cu amănuntul au activat 34 de furnizori independenți care nu dețin rețele. Valoarea de 885 a indicatorului de structură HHI determinat pentru acest segment de piață indică o piață neconcentrată. În tabelul 3.2.2.3. se prezintă furnizorii consumatorilor eligibili ale căror cote de piață sunt mai mari de 5%, din care unul singur este și producător.

Tabel 3.2.2.3

Furnizor	Cotă piață eligibili (%)	Total consum eligibili GWh
SC Energy Holding SA	20	20592
SC Alro SA*	17	
SC Petprod SA	6	
SC Electrica SA	6	
SC Hidroelectrică SA	6	

\* - este totodată și cel mai mare consumator eligibil



Cotele de piață ale furnizorilor consumatorilor finali (inclusiv casnici) ce dețin ponderi peste 5% sunt prezentate în tabelul 3.2.2.4:

Tabel 3.2.2.4

Furnizor	Cotă piață captivi + eligibili (%)	Deține rețea	Total consum final GWh
SC FDFEE Muntenia Sud SA	9	DA	43894
SC Energy Holding SA	9	NU	
SC Alro SA	8	NU	
SC FDFEE Muntenia Nord SA	7	DA	
SC CEZ Electrica Oltenia SA	7	DA	
SC FDFEE Transilvania Sud SA	7	DA	
SC EON Moldova SA	6	DA	
SC FDFEE Transilvania Nord SA	6	DA	
SC ENEL Electrica Banat SA	6	DA	
SC ENEL Electrica Dobrogea SA	5	DA	

Tabelul 3.2.2.6 cuprinde informații privind numărul de furnizori care dețin cote de piață mai mari de 5% pentru categoriile de consumatori industriali (mici, medii și mari), precum și cotele primilor trei furnizori, aferente anului 2006. Cotele de piață ale furnizorilor au fost stabilite luând în considerare doar consumul aferent consumatorilor eligibili, deoarece numai pentru aceștia raportările existente permit o astfel de prelucrare.

Tabel 3.2.2.5

Nr. crt.	Tip consumatori	Nr. de furnizori cu cote peste 5%	Cotele primilor trei furnizori
1	Industriali mici (< 50 MWh/an)	6	1. 25% 2. 22% 3. 12%
2	Industriali medii (< 2 GWh/an)	9	1. 15% 2. 13% 3. 13%
3	Industriali mari și foarte mari (> 2 GWh/an)	4	1. 20% 2. 18% 3. 6%

În conformitate cu *Procedura de schimbare a furnizorului*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 21/2005, cu modificările și completările ulterioare, procesul de schimbare a furnizorului durează în mod normal 30 - 60 zile și nu necesită plata unor sume de bani, cu condiția să nu existe acumulate datorii către furnizorul curent. Procesul de schimbare a furnizorului se conformează Recomandărilor Eurelectric privind modelul european de schimbare a furnizorului.

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice nr. 318/2003, tarifele consumatorilor finali captivi sunt uniforme pe întreg cuprinsul țării. În consecință, pentru această categorie de consumatori, reglementatorul stabilește cantitățile și prețurile pentru contractele de vânzare cumpărare care vor fi încheiate de principalii producători și furnizorii care au în portofoliu consumatori captivi. Tarifele la consumatorii captivi sunt revizuite de către ANRE de două ori pe an și emise prin Ordin al președintelui ANRE. Urmare a aprobării Legii energiei electrice nr. 13/2007, prevederea referitoare la tarife naționale uniforme pentru consumatorii finali a fost eliminată.

Pentru categoriile de consumatori specificați la pct. 3.1.3, valoarea prețului de vânzare a energiei electrice este precizată în tabelul 3.2.2.6.

Tabel 3.2.2.6

Tip de consumator	Prețul de vânzare (Euro/MWh)	
	Fără TVA	Toate taxele incluse
Dc: consumator casnic cu un consum anual de 3 500 KWh/ an	82.3	97.9
Ib: consumator comercial cu un consum anual de 50 MWh / an, cu o putere maxima de 50 KW	95.3	113.4
Ig: consumator industrial cu un consum anual de 24 GWh/ an, cu o putere maxima de 4000 KW	64.2	76.4

Prețul de vânzare pentru cele două categorii de consumatori industriali a fost determinat prin sinteza datelor aferente consumatorilor eligibili cât și a celor captivi.

Pentru aceleași categorii de consumatori, estimarea componentelor prețului de vânzare este prezentată în tabelul 3.2.2.7.

Tabel 3.2.2.7

Tip de consumator	Euro/MWh				
	Tarife de rețea	Taxe aplicate tarifelor de rețea	Preț achiziție energie	Taxe	Preț total
Dc: consumator casnic cu un consum anual de 3 500 KWh/ an	65.38	0	16.92	15.6	97.9
Ib: consumator comercial cu un consum anual de 50 MWh / an, cu o putere maxima de 50 KW	65.38	0	29.92	18.1	113.4
Ig: consumator industrial cu un consum anual de 24 GWh/ an, cu o putere maxima de 4000 KW	20.89	0	43.31	12.2	76.4

Prețul mediu pentru activitatea de transport s-a calculat ținând cont de cele 6 tarife zonale de generare și de cele 8 tarife zonale de extracție. Prețul mediu pentru activitatea de distribuție s-a calculat ținând cont că există un număr de 3 tarife specifice aferente nivelurilor de tensiune (IT, MT și JT) pentru fiecare din cei 8 operatori de distribuție.

În perioada ianuarie 2006 - ianuarie 2007, tariful energiei electrice la consumatorul final captiv a crescut cu 4,72% printr-o majorare aprobată prin Ordinul ANRE nr. 32/20.11.2006 (1 decembrie 2006). Începând cu 1 aprilie 2007, prețurile la consumatorii finali captivi au cunoscut o nouă majorare de 3,95% (Ordinul ANRE nr. 6/2007).

### 3.2.3 Măsuri de evitare a abuzului de putere dominantă

Începând cu anul 2002, a fost înființat în cadrul ANRE un compartiment specializat, care supraveghează în permanență funcționarea piețelor angro și cu amănuntul de energie electrică pe baza unui sistem de raportări periodice de date și informații cu caracter tehnic, comercial, contabil ș.a. efectuate de către toți agenții din sectorul energiei electrice, inclusiv operatorii piețelor centralizate.

Conform prevederilor *Codului comercial al pieței angro de energie electrică*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 25/2004, activitatea de monitorizare a piețelor centralizate de energie electrică este desfășurată de către ANRE împreună cu Operatorul Pieței de Energie Electrică (SC OPCOM S.A.) și Operatorul Pieței de Echilibrare (CN Transelectrica SA), prin compartimentele specializate din cadrul acestora.

În scopul stabilirii metodelor de supraveghere și evaluare a piețelor de energie electrică pentru aprecierea nivelului de eficiență, concurență și transparență pe piață și pentru prevenirea/descurajarea practicilor anticoncurențiale și a celor care pot afecta siguranța sistemului, a fost aprobată prin Ordinul ANRE nr. 57/2005, *Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*. Metodologia a fost revizuită ca urmare a consultanței tehnice acordată de firma Kema Consulting, consultanță finanțată de Uniunea Europeană printr-un program Phare, fiind aprobată prin Ordinul ANRE nr. 35/07.12.2006.

Ca premiză pentru desfășurarea activităților de supraveghere este stipulat accesul permanent al compartimentelor de monitorizare de la nivelul ANRE, SC OPCOM SA și CN Transelectrica SA la toate datele rezultate din procesul de operare a piețelor pe care le administrează și/sau supraveghează, urmând ca, prin procedurile proprii, compartimentele de supravegherea pieței de la SC Opcom SA și CN Transelectrica SA să își dezvolte sisteme de colectare, stocare, prelucrare și diseminare continuă a informațiilor rezultate din procesul de operare a piețelor centralizate.

Pentru stocarea și prelucrarea sigură și eficientă a datelor și informațiilor, culegerea acestora se efectuează pe baza unor machete realizate în format electronic. Raportările lunare solicitate participanților la piață reflectă cadrul de reglementare în vigoare, fiind susceptibile de modificare odată cu modificarea reglementărilor.

Conform metodologiei, Compartimentul de monitorizare al ANRE împreună cu cele de la SC OPCOM SA și CN Transelectrica SA au următoarele sarcini principale:

- a) Definierea indicatorilor privind eficiența funcționării piețelor de energie electrică supravegheate, structura/concentrarea piețelor și comportamentul participanților pe respectivele piețe.
- b) Urmărirea evoluției în timp a indicatorilor definiți.
- c) Realizarea de comparații ale indicatorilor realizați pe plan național cu indicatorii similari realizați pe piețele internaționale.
- d) Asigurarea stocării valorilor indicatorilor definiți.

Metodologia înglobează, de asemenea, urmărirea respectării regulilor privind transparența piețelor de energie electrică, prevăzute în propunerea de revizuire a *Codului Comercial al pieței angro de energie electrică* în conformitate cu Liniile directoare privind transparența, elaborate de ERGEG.

Rezultatele activității de supraveghere sunt consemnate în rapoarte, analize sau informări periodice întocmite de compartimentele responsabile care includ, după caz.

- e) aprecieri cu privire la structura și performanțele piețelor supravegheate bazate pe indicatorii precizați anterior;
- f) identificarea cazurilor de funcționare inadecvată a piețelor și a cauzelor posibile care le-au provocat;
- g) analiza cazurilor de comportament anormal, inadecvat sau anticoncurențial al participanților la piață, împreună cu acțiunile întreprinse/ informațiile culese în scopul analizării situației semnalate, până la data întocmirii raportului;
- h) soluții posibile pentru remedierea abaterilor constatate;
- i) analize pe probleme specifice piețelor de energie electrică, într-un anumit context.

Rapoartele de monitorizare sunt aduse la cunoștința conducerilor instituțiilor respective conform regulamentelor proprii de organizare și funcționare și procedurilor operaționale specifice, în vederea analizării și luării măsurilor care se impun.

Conform responsabilităților de supraveghere stabilite prin *Codul comercial* și *Metodologia de monitorizare*, compartimentele de supravegherea pieței de la SC OPCOM SA și CN Transelectrica SA întocmesc și transmit ANRE rapoarte săptămânale/lunare, de evaluare a funcționării piețelor supravegheate și a comportamentului participanților la piețele respective și atenționează ANRE în cel mai scurt timp posibil cu privire la evenimentele importante/grave produse în piața supravegheată.

Metodologia stipulează necesitatea analizării de către compartimentul de monitorizare a pieței din cadrul ANRE a oricărui caz de comportament anormal/inadecvat/anticoncurențial al unuia sau mai multor participanți la piață, luând măsurile precizate în *Codul comercial*.

În cazul în care rezultatele analizei efectuate confirmă existența unor motive întemeiate de a suspecta încălcarea de către unul sau mai mulți participanți la piață a unei prevederi legale cu privire la concurență și transparență sau are motive întemeiate să considere producerea unui abuz de poziție dominantă, ANRE sesizează Consiliul Concurenței cu privire la aceasta.

În ceea ce privește informațiile puse la dispoziție de producători cu privire la disponibilitatea/indisponibilitatea unităților de producție, acestea nu au fost publicate în decursul anului 2006, având în vedere nedesemnarea fermă, în *Codul Comercial*, a părților care au această responsabilitate și datorită controverselor privind caracterul public al acestui tip de informație. În *Codul Comercial* se prevede că “prognozele privind condițiile viitoare ale pieței și sistemului, cum ar fi cele de sarcină, ATC, puterea disponibilă sau incidentele importante se publică periodic și se actualizează imediat ce devin disponibile noi informații...”

Ca urmare, ANRE are în vedere ca în revizuirea *Codului Comercial* aflată în curs de realizare la data întocmirii raportului, să introducă obligații specifice și responsabilități clare privind informațiile care trebuie făcute publice de către producători și OTS.

Până în prezent, administratorul și supraveghetorul PZU, SC OPCOM SA, nu a semnalat existența vreunor acțiuni de încălcare a regulilor de concurență asociate perioadelor în care piața a prezentat un grad de concentrare ridicat, care să conducă la suspiciunea exercitării puterii de piață de către vreunul dintre participanți.

În ceea ce privește comportamentul participanților pe piața de echilibrare, unde gradul de concentrare este mult mai mare, ANRE a luat măsuri de prevenire a exercitării abuzului de poziție dominantă, prin instituirea unor limite cu privire la prețurile minime și maxime posibil a fi oferite de diferite categorii de producători; deoarece această metodă a condus la transferul limitelor în piața pentru ziua următoare și a indus dezechilibre privind utilizarea resurselor, începând cu decembrie 2006 s-a introdus limitarea diferenței între prețul maxim și cel minim oferit pentru o unitate de către un producător într-o zi, concomitent cu ridicarea pragului superior al prețului oferit la creștere.

Așa cum s-a menționat anterior, prevenirea exercitării abuzului de poziție dominantă și a înțelegerilor de pe piața de servicii de sistem (asigurarea rezervelor), pe care se manifestă aceeași situație de concentrare ridicată, a fost realizată preponderent prin contracte reglementate, încheiate între producători și OTS pentru o parte din cantitatea necesară de rezerve.

Pe piața de energie electrică din România nu au fost impuse restricții cu privire la durata contractelor bilaterale negociate, singura limitare existentă fiind cea corespunzătoare contractelor reglementate, ultimele fiind încheiate pe o durată de 3 ani, cu posibilitatea prelungirii prin ordin al reglementatorului, în funcție de evoluția deschiderii pieței către concurență. Prețurile și cantitățile sunt reanalizate anual sau în cazurile în care se constată abateri semnificative ale

---

principalelor date de intrare de la cele prognozate (preț combustibil, condiții hidrologice, grad real de deschidere a pieței cu amănuntul).

Pentru creșterea transparenței pe piața contractelor bilaterale, Ministerul Economiei și Comerțului a emis în iunie 2006 Ordinul nr. 408, care obliga producătorii din portofoliul său de a vinde toată energia disponibilă pe PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale), instituită de ANRE și gestionată de SC Opcom SA, organizată pe principiul lansării de oferte de vânzare cu preț minim sau oferte de cumpărare cu preț maxim și stabilirii tranzacțiilor în urma licitațiilor de preț ale participanților interesați.

Creșterea numărului și volumelor contractelor încheiate prin licitații transparente pe PCCB a fost de natură să crească gradul de convergență a prețurilor de pe piața contractelor cu prețul PZU, ceea ce constituie un element de mărire a eficienței funcționării pieței de energie electrică și de eliminare a distorsiunilor.

## 4 Reglementări și performanțe pe piața gazelor naturale

### 4.1 Aspecte de reglementare [Articol 25(1)]

#### 4.1.1 Generalități

Procesul de liberalizare a pieței de gaze naturale din România a continuat cu deschiderea completă a pieței la 1 iulie 2007, conform Directivei Europene a Gazelor Naturale 2003/55/EC.

Modelul de piață propus a fi dezvoltat prevede următoarele aspecte:

- SNTGN TRANSGAZ SA să fie neutru financiar față de costurile echilibrării sistemului național de transport;
- Sistemul național de transport va fi operat pe baza unui concept de echilibrare reziduală zilnică, pentru a asigura operarea în siguranță a sistemului;
- Activitatea de operare de piață, axată în prezent pe monitorizarea dozajului import/total consum, va fi menținută strict până la eliminarea diferențelor dintre prețul gazelor de import și a celor din țară;
- Taxele de dezechilibru aplicabile utilizatorilor rețelei vor reflecta în general costurile consecințelor dezechilibrelor;
- Prețurile angro pot varia în cursul întregului an, în conformitate cu costul marginal și cu alte aspecte fundamentale ale pieței;
- Prețurile angro nu vor fi reglementate și vor reflecta atât contractele pe termen lung, cât și valoarea de piață a furnizărilor flexibile pe termen scurt.

Dezvoltarea pieței de gaze în următorii ani are în vedere următoarele:

- dezvoltarea concurenței la nivelul furnizorilor de gaze;
- continuarea implementării unor metodologii de tarifare de tip „plafon”;
- stimularea înființării și/sau reabilitării unor zăcăminte de gaze naturale, în scopul creșterii
- cantităților de gaze naturale din producția internă și limitarea dependenței de import;
- licențierea de noi furnizori, care desfășoară tranzacții pe piața angro, urmărindu-se diversificarea surselor de import.

Va continua procesul de aliniere a prețului gazelor naturale la producător la niveluri comparabile cu prețul de import, prin majorarea anuală a prețului producției interne astfel încât, în funcție de evoluția prețului la importul de gaze, convergența prețurilor să fie atinsă cât mai curând – pe baza unui calendar realist, cu respectarea reglementărilor comunitare privind subvențiile și ajutoarele de stat.

Procesul de liberalizare graduală a pieței gazelor naturale din România a continuat astfel încât, de la 1 iulie 2007, piața este deschisă integral pentru toți consumatorii, aceștia având libertatea de a alege un furnizor de gaze naturale dintre cei licențiați de autoritatea de reglementare și de a-și negocia direct clauzele și prețul pentru furnizarea gazelor naturale. Consumatorul poate să-și exercite calitatea de consumator eligibil în mod direct, fără a fi necesară îndeplinirea niciunei formalități administrative.

Evoluția gradului de deschidere a pieței gazelor naturale din România și pragurile de eligibilitate, aferente etapelor de liberalizare sunt prezentate mai jos:

<i>Etapale deschiderii pieței gazelor naturale din România</i>		
<b>An</b>	<b>Prag de eligibilitate</b>	<b>Gradul de deschidere a pieței</b>
2001	5 milioane m.c./an	10%
2002	5 milioane m.c./an	25%
2003	4 milioane m.c./an	30%
2004	3 milioane m.c./an	40%
2005	3 milioane m.c./an	50%
1 ianuarie 2006	124,000 m.c./an	65%
1 iulie 2006	12,400 m.c./an	75%
1 ianuarie 2007	Toți consumatorii noncasnici	100% pentru toți consumatorii noncasnici
1 iulie 2007	Toți consumatorii	100% pentru toți consumatorii

La sfârșitul anului 2006, au existat 531 consumatori eligibili acreditați, cu un consum de 9.062.486 mii mc, ceea ce a echivalat cu un procent efectiv de deschidere a pieței de 53%. La nivelul lunii aprilie 2007, gradul efectiv de deschidere a pieței era de 53,4%.

#### **4.1.2 Managementul și alocarea capacităților de interconexiune, mecanisme de rezolvare a congestiilor**

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

- 12.990 km conducte de înaltă presiune (cu diametre între 150-800 mm și presiunea între 6 și 50 bar)
- 6 stații de comprimare
- aproximativ 1.200 stații de reglare și măsurare
- peste 800 stații de protecție catodică
- peste 570 instalații de odorizare gaze.

Aceste conducte au fost construite în perioada 1927-2004, din care 8.158 km, reprezentând 68,89% din lungimea totală, au durată normală de funcționare depășită.

De asemenea, există trei conducte de tranzit cu o lungime totală de 500 km, presiuni de până la 55 bar și diametre de 1.000 mm, 1.200 mm și, respectiv, 1.400 mm. Capacitatea totală a acestor conducte magistrale dedicate este de 28 miliarde mc/an.

Capacitatea totală a SNT este de peste 30 miliarde mc/an.

Dezvoltarea pe teritoriul României a activității de tranzit internațional a gazelor are în vedere următoarele direcții:

- dezvoltarea capacităților de tranzit a gazelor naturale din Federația Rusă spre Bulgaria, Turcia, Grecia, Macedonia;
- modernizarea stațiilor existente de măsurare a gazelor, Isaccea și Negru Vodă;
- modernizarea stației de comprimare gaze Cogealac;
- reabilitarea conductei de tranzit DN 1000 mm ;
- realizarea pe teritoriul României a unor capacități de tranzit integrate în coridorul de transport al gazelor din regiunea Mării Caspice spre vestul Europei;
- continuarea lucrărilor pentru finalizarea conductei Szeged (Ungaria) – Arad (România), pentru eliminarea dependenței de o sursă unică de gaze și racordarea SNT la rețeaua de gaze europeană;

- realizarea interconectării pe direcția Cernăuți (Ucraina) – Siret (România) pentru îmbunătățirea alimentării cu gaze naturale a zonei de nord-est a țării;
- dezvoltarea unui nou punct de import, în zona localității Negru Vodă, pentru alimentarea cu gaze naturale a sudului Dobrogei.

Cele 6 stații de comprimare a gazelor sunt amplasate pe principalele direcții de transport și dispun de o putere instalată de cca. 65.000 CP, cu o capacitate anuală de comprimare de 5,5 miliarde mc.

Toate aceste componente ale SNT asigură preluarea gazelor naturale de la producători/furnizori și transportarea lor către consumatori/distribuitori sau depozitele de înmagazinare.

În vederea gestionării congestiilor contractuale, autoritatea de reglementare a aprobat Regulamentul privind managementul congestiilor contractuale în Sistemul Național de Transport (Decizia ANRGN nr. 757/2005). Regulamentul urmărește a stabili mecanisme pentru managementul congestiilor contractuale din Sistemul Național de Transport. Regulamentul nu se aplică în cazul tranzitului de gaze naturale prin conducte magistrale dedicate.

Solicitantul notifică OST intenția de a rezerva capacitate de transport prin depunerea unei cereri, iar OST notifică acestuia rezervarea de capacitate în SNT sau motivele refuzului total sau parțial de rezervare de capacitate cel târziu până la data de 1 iunie a fiecărui an. Solicitantul poate contesta refuzul total sau parțial de capacitate, iar OST are obligația de a răspunde la contestații în termen de maximum 5 zile lucrătoare de la data transmiterii notificării.

În vederea rezolvării congestiilor contractuale, capacitatea aprobată și neutilizată poate face obiectul:

- a) returnării voluntare către OST;
- b) facilității de transfer de capacitate (FTC);
- c) transferului obligatoriu de către OST de la un utilizator la un alt utilizator sau solicitant/utilizator.

În cazul în care există mai mulți solicitanți care solicită capacitate, cererile sunt tratate în cadrul fiecărui nivel de prioritate pe baza principiului „primul venit – primul servit”. În cazul în care există mai mulți utilizatori care solicită returnarea voluntară de capacitate, cererile vor fi tratate pe baza principiului „primul venit – primul servit”.

Înregistrarea solicitărilor va fi ținută de OST, într-un registru de evidență a cererilor de rezervare de capacitate de transport, în ordinea transmiterii. Registrul este public și poate fi consultat de către orice persoană interesată.

OST trebuie să prezinte anual, până cel mai târziu la data de 15 septembrie a fiecărui an, un raport cu privire la congestiile din SNT.

#### **4.1.3 Reglementarea activităților OTS și OD**

În România, există un singur **operator al Sistemului Național de Transport gaze naturale**, care este și operator de sistem. 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, dispecerizarea 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.

Totodată, în cursul anului 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

**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. În prezent, pe piața gazelor naturale din România, dețin licență de distribuție 34 de companii.

Lungimea totală a rețelelor de distribuție este de aproximativ 32.000 km. Situația operării rețelelor de distribuție din România se prezenta după cum urmează:

Nr.	Rețea de distribuție operată de:	Lungimea rețelei de distribuție (km)	Regimul de proprietate
1.	Amarad	19	Privat
2.	Ben & Ben	36	Privat
3.	Berg Sistem Gaz	13	Privat
4.	Congaz	847	Privat
5.	Contract P&G	14	Privat
6.	Cordun Gaz	32	Privat
7.	Coviconstruct 2000	209	Privat
8.	CPL Concordia Filiala Cluj Romania	699	Privat
9.	Design Proiect	3	Privat
10.	Distrigaz Sud	10.611	Majoritar capital privat
11.	Distrigaz Vest	57	Privat
12.	EON Gaz Romania	13.690	Majoritar capital privat
13.	Euroseven Industry	13	Privat
14.	Gaz Est	69	Privat
15.	Gaz Nord Est	30	Privat
16.	Gaz Sud	396	Privat
17.	Gaz Vest	1.172	Privat
18.	Grup Dezvoltare Rețele (GDR)	184	Privat
19.	Hargita Gaz	165	Privat
20.	Intergaz	1	Privat
21.	MM DATA	29	Privat
22.	Megaconstruct	6	Privat
23.	Nord Gaz	2	Privat
24.	Oligopol Brasov	11	Privat
25.	Ottogaz	45	Privat
26.	Petrom	2.023	Majoritar capital privat
27.	Progaz Distribution	371	Privat
28.	Romgaz	3	Proprietate a statului
29.	Salgaz	79	Privat
30.	Timgaz	110	Privat
31.	Tulcea Gaz	3	Privat
32.	Vega 93	67	Privat
33.	Vital gaz	410	Privat
34.	Wirom	45	Privat

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 ANRGN;
- 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 ANRGN, 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, 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 stabilirea tarifelor reglementate, în cursul anului 2003, ANRGN a elaborat o nouă metodologie proprie pentru calculul prețurilor și al tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale - „Criterii și metode pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale”, aprobate prin Decizia ANRGN nr. 1078/2003.

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

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

**Sistemul tarifar pentru activitatea de 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.

În prima perioadă de reglementare, tariful pentru serviciile de transport prin sistemul național de transport este unic și are o structură binomială de tipul :

$$T_t = RC_t + V_t$$

unde :

$T_t$  - tariful de transport

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

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

Componenta fixă pentru rezervarea capacității în sistemul de transport ( $RC_t$ ) cuantifică costurile fixe, legate de dezvoltarea capacității sistemului de transport. Componenta volumetrică pentru

utilizarea sistemului de transport (Vt) cuantifică costurile generate de utilizarea sistemului, inclusiv cele generate de realizarea tuturor serviciilor auxiliare utilizării sistemului.

**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 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.

În prima perioadă de reglementare, rata de creștere a eficienței activității reglementate este zero pentru toate activitățile și operatorii.

Fundamentarea venitului reglementat în primul an al perioadei de reglementare 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 ANRGN 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.

Pentru a doua perioadă de reglementare, unele elemente de calcul considerate pentru prima perioadă de reglementare rămân nemodificate. 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.

În cursul anului 2006, autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Standarde de performanță pentru serviciile de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1.361/2006).

Standardele de performanță reglementează criteriile de calitate comercială, definite prin indicatori de performanță, pentru asigurarea serviciilor de transport, respectiv distribuție a gazelor naturale și a serviciilor auxiliare, realizate de către operatorii sistemului de transport, respectiv distribuție.

Pentru **serviciul de transport al gazelor naturale**, Standardul de performanță prevede indicatori de performanță pentru calitatea serviciului, respectiv siguranța prestării serviciului.

Indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului de transport al gazelor naturale se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la SNT
- realizarea instalației de racordare la SNT a solicitanților de acces
- informarea cu privire la reluarea prestării serviciului
- notificarea întreruperilor planificate în prestarea serviciului și reluarea acestuia
- rezolvarea reclamațiilor utilizatorilor SNT referitoare la măsurarea gazelor naturale
- rezolvarea sesizărilor referitoare la integritatea și funcționarea SNT în condiții de siguranță
- obligațiile operatorului sistemului de transport de informare a solicitanților/utilizatorilor, decurgând din alte reglementări ale autorității de reglementare

Indicatorii de siguranță stabiliți pentru operatorul sistemului de transport al gazelor naturale sunt:

- procentul anual de rețea supusa controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea activă
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze cauzate de acțiunea unor terți pe un kilometru de rețea activă.

Pentru realizarea serviciului, operatorul sistemului de transport are obligația de a-și desfășura activitatea astfel încât indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului să se încadreze în procentele prevăzute în Standard, iar indicatorii de siguranță să se situeze sub valorile prevăzute în Standard.

Pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale, Standardul de performanță prevede indicatori de performanță garantați și indicatori generali de performanță.

Indicatorii de performanță garantați stabilesc nivelurile minime de performanță pentru prestarea serviciului, pentru nerespectarea cărora operatorul sistemului de distribuție are obligația de a plăti consumatorului afectat penalități, în cuantumul și condițiile prevăzute în standard, cu aplicabilitate de la 1 ianuarie 2008.

Indicatorii de performanță garantați se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la sistemul de distribuție
- realizarea instalației de racordare la sistemul de distribuție a solicitanților de acces
- reamenajarea terenurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele aferente sistemului de distribuție
- obligația de informare privind data și ora reluării prestării serviciului
- obligația de informare privind data și ora reluării prestării serviciului
- reluarea prestării serviciului în urma unei întreruperi neplanificate
- notificarea întreruperilor planificate
- reluarea prestării serviciului în urma unei întreruperi planificate
- realizarea obligației de plată a penalităților datorate în conformitate cu standardul de performanță

Indicatorii generali de performanță în derularea serviciului de distribuție a gazelor naturale, prevăzuți în Standard, privesc calitatea serviciului și siguranța acestuia.

Indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului de distribuție a gazelor naturale se referă la:

- rezolvarea solicitărilor de acces în vederea racordării la sistemul de distribuție
- notificarea consumatorului în legătură cu întreruperile planificate și neplanificate ale serviciului
- obligațiile operatorului sistemului de distribuție de informare a solicitanților/consumatorilor decurgând din legătura cu alte reglementări ale autorității de reglementare
- informații privind standardele de performanță

Indicatorii de siguranță stabiliți pentru operatorul sistemului de distribuție a gazelor naturale sunt:

- procentul anual de rețea supusă controlului cu aparate pentru detectarea pierderilor de gaze
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze localizate pe un kilometru de rețea verificată
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze identificate ca urmare a sesizărilor unor terți pe un kilometru de rețea
- numărul anual de defecte care generează pierderi de gaze cauzate de acțiunea unor terți pe un kilometru de rețea

Pentru realizarea serviciului, operatorul sistemului de distribuție are obligația de a-și desfășura activitatea astfel încât indicatorii de performanță pentru calitatea serviciului să se încadreze în procente prevăzute în Standard, iar indicatorii de siguranță să se situeze sub valorile prevăzute în Standard.

Tarifele de transport și distribuție pentru categoriile cele mai relevante de consumatori se prezintă după cum urmează:

s Tarif	I4 – consum anual 418,6 TJ		I1 – consum anual 418,6 TJ		D3 – consum anual 418,6 TJ		Casnic tipic	
	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc
Tarif transport	40,89	12,09	40,89	12,09	40,89	12,09	40,89	12,09
Tarif distribuție	147,58	43,64	175,51	51,90	184,37	54,52	184,27	54,49

În prezent, pe piața gazelor naturale din România nu sunt aplicate taxe de dezechilibru. Acestea vor fi introduse prin implementarea Codului rețelei de gaze naturale, document aflat în curs de elaborare de către ANRE, în colaborare cu operatorul sistemului de transport și ceilalți participanți pe piață. Se are în vedere finalizarea și aprobarea acestui document până la sfârșitul anului 2007.

Codul rețelei de gaze naturale va conține cerințele și regulile privind accesul la Sistemul Național de Transport gaze naturale, cu accent pe:

- descrierea detaliată și reglementarea funcțiilor operatorilor sistemelor de transport, distribuție, înmagazinare subterană, făcându-se distincție între operarea în condiții normale și operarea în condiții de urgență
- descrierea tuturor serviciilor furnizate de către operatorii infrastructurii
- stabilirea mecanismelor pentru alocarea de capacitate
- elaborarea procedurilor pentru comunicare și nominalizare
- elaborarea de manuale și norme procedurale pentru gestionarea situațiilor de criză care pot apărea pe piață
- elaborarea de proceduri pentru echilibrarea sistemului de gaze naturale
- (un rol important în acest sens îl va avea înființarea Operatorului cu rol de echilibrare pe piața gazelor naturale – organism independent, care să gestioneze nediscriminatoriu și imparțial interesele tuturor participanților pe piață, după reguli concurențiale, puse în practică prin reglementări emise de autoritatea de reglementare și pe baza unor contracte-cadru obligatorii privind echilibrarea)
- elaborarea de proceduri care să fie respectate la comunicarea între operatorul sistemului de transport, alți operatori și utilizatori
- elaborarea de reguli detaliate privind schimbul de informații între furnizori și companiile de distribuție în legătură cu migrația consumatorilor.

În ceea ce privește echilibrarea sistemului de gaze naturale, se are în vedere introducerea echilibrării săptămânale, cu marje de toleranță zilnice.

#### 4.1.4 Separare efectivă

În conformitate cu prevederile Legii gazelor nr. 351/2004, agenții economici din sectorul gazelor naturale, care practică activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție) 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 exceptați de la prevederile privind separarea legală.

Totodată, conform prevederilor legale în vigoare (Legea gazelor nr. 351/2004), 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.

Totodată, în vederea asigurării condițiilor pentru implementarea obligațiilor de separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale, în cursul anului 2006, a fost aprobat Regulamentul privind separare contabilă, legală, funcțională și organizatorică a activităților reglementate din sectorul gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 1139/2006), care detaliază obligațiile de separare. De asemenea, autoritatea de reglementare a furnizat asistență operatorilor sistemului de transport, distribuție și înmagazinare în vederea îndeplinirii obligațiilor privind separarea.

Operatorul sistemului de transport, Transgaz, are obligația de a realiza separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică între activitatea de transport și cea de furnizare a gazelor naturale. Separarea contabilă a fost realizată. Procedurile de separare legală sunt în curs de finalizare.

Cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție, E.ON Gaz România și Distrigaz Sud au obligația de a realiza separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică între activitatea de distribuție și cea de furnizare a gazelor naturale. Separarea contabilă a fost realizată. De asemenea, a fost realizată separarea legală pentru E.ON Gaz România, în urma separării funcționând 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. Procedurile de separare legală a celui alt mare operator de distribuție, Distrigaz Sud, sunt în curs de finalizare.

Ceilalți 32 operatori ai sistemelor de distribuție, care deservesc mai puțin de 100.000 consumatori conectați la rețea, sunt exceptați de la obligația separării legale.

Operatorul sistemului de transport este integral în proprietatea statului și are 4.800 angajați.



Cei doi mari operatori ai sistemelor de distribuție, E.ON Gaz România și Distrigaz Sud, sunt majoritar (51%) în proprietate privată, având ca acționari majoritari Gaz de France, respectiv E.On Ruhrgas Germania, statul român deținând restul acțiunilor prin Autoritatea pentru Valorificarea Activelor Statului (AVAS) – 37% și Fondul Proprietatea – 12%. Cu excepția Romgaz, care este integral în proprietatea statului, ceilalți operatori mai mici de distribuție sunt companii integral private.

E.ON Gaz România are 9.000 de angajați, iar Distrigaz Sud 8.023 de angajați.

Operatorii de transport și distribuție întocmesc, prezintă spre verificare autorității de reglementare și publică rapoarte contabile anuale.

Autoritatea de reglementare nu a elaborat linii directoare detaliate privind modalitatea de organizare a evidențelor contabile separate.

Anterior transmiterii către autoritatea de reglementare, situațiile solicitate sunt 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.

## **4.2 Aspecte privind concurența [Articol 25(1)(h)]**

### **4.2.1 Descrierea pieței angro (orice tranzacție încheiată de participanții la piață cu excepția consumatorilor finali)**

Consumul de gaze naturale în anul 2006 a fost de 17,26 miliarde mc, din care 69,94% (12,07 miliarde mc) din producția internă și 30,06% (5,19 miliarde mc) din import. Unica sursă de import este Federația Rusă.

Puterea calorifică medie pe țară este de 9943,65 Kwh.

Cinci companii dețin cote mai mari de 5% din cantitatea de gaze naturale disponibilă pe piață.

Pe piața românească a gazelor naturale toate companiile străine care activează în acest domeniu sunt înregistrate la Registrul Comerțului din România.

Pe baza contractelor pe termen lung (cu o durată mai mare de 1 an) este furnizată pe piața internă o cantitate de 5,5 miliarde mc gaze naturale.

Vârful de consum maxim este de 71.5 milioane mc/zi, iar producția zilnică este de 32.876 milioane mc.

Numărul de companii cu o pondere mai mare de 5% din capacitatea internă de furnizare a gazelor naturale este de 4.

Cota primilor 3 furnizori funcție de volumul tranzacțiilor pe piața an-gros și cu amănuntul este de 90,6%.

Numărul furnizorilor independenți, separați din punct de vedere al statutului proprietății de alte activități din domeniu este de 11.

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

<b>Furnizori Consumatori</b>	<b>Număr de companii care dețin o cotă mai mare de 5%</b>	<b>Cotele primelor trei companii (%)</b>
Termocentrale pe gaze naturale	5	75,42
Consumatori industriali mari	5	67,57
Consumatori comerciali	3	92,99
Consumatori casnici	2	95,28

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. În acest sens, actualul Operator de Piață:

- stabilește 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
- 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 dozaajul import/total consum, în vederea facturării gazelor

Programele de producție a gazelor naturale derivă din strategia energetică și condițiile în care este realizată această producție sunt prevăzute în licențele acordate producătorilor de către Agenția Națională pentru Resurse Minerale.

Autoritatea de reglementare a elaborat și aprobat Metodologia de monitorizare a pieței interne a gazelor naturale (Decizia ANRGN nr. 183/2007), care stabilește următoarele obiective:

- a) urmărirea și controlul respectării de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a criteriilor și metodelor de calcul al prețurilor și tarifelor reglementate;
- b) asigurarea de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a securității, continuității și echilibrului alimentării cu gaze naturale a consumatorilor;
- c) aplicarea unui tratament egal și nediscriminatoriu tuturor consumatorilor de gaze naturale;
- d) promovarea și asigurarea competiției pe piața internă a gazelor naturale;
- e) asigurarea transparenței prețurilor și a tarifelor în sectorul gazelor naturale;
- f) crearea bazei de date și furnizarea de informații privind piața internă și activitatea de comerț internațional cu gaze naturale.

Totodată, metodologia stabilește sistemul unitar de raportare de către titularii de licență din sectorul gazelor naturale a următoarelor informații:

1. structura consumatorilor de gaze naturale, cantitățile de gaze naturale furnizate diferitelor categorii de consumatori și prețurile practicate în relație cu aceștia;
2. serviciile de sistem prestate utilizatorilor sistemelor de transport, de tranzit, de înmagazinare și/sau de distribuție a gazelor naturale;
3. îndeplinirea obligațiilor privind accesul terților la rețelele de transport, de distribuție și/sau la depozitele de înmagazinare subterană;

4. situația stocurilor de gaze naturale din depozitele de înmagazinare subterană și a diferențelor în cantitățile de gaze naturale stocate în conducte.

Procedura se aplică în relația dintre titularii de licențe din sectorul gazelor naturale și ANRGN privind transmiterea datelor referitoare la structura clienților, la prețurile practicate și cantitățile contractate în baza contractelor de achiziție, de furnizare și/sau de vânzare-cumpărare, precum și a datelor referitoare la structura beneficiarilor de servicii de transport, tranzit, înmagazinare și/sau de distribuție, a datelor referitoare la serviciile prestate și tarifele practicate.

#### 4.2.2 Descrierea pieței cu amănuntul

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

<i>Nr. crt.</i>	<i>Furnizor</i>	<i>Ponderea în cererea totală (%)</i>
1.	Romgaz	40,53
2.	Petrom	32,29
3.	Distrigaz Sud	9,20
4.	E.ON Gaz România	8,04
5.	Wiee	3,37
6.	Electrocentrale	3,34
7.	Amromco	1,05
8.	Transgaz	0,83
9.	Termoelectrica	0,62
10.	EGL Gas&Power	0,40
11.	Alpha Metal	0,10
12.	Toreador	0,08
13.	Aurelian Oil&Gas	0,08
14.	Wintershall Medias	0,08

6 companii desfășoară cel puțin două din următoarele activități: producție, import, furnizare:

- Romgaz – producție, import, furnizare
- Petrom, Amromco, Aurelian Oil&Gas, Toreador, Wintershall Mediaș – producție și furnizare/import

În ceea ce privește procentul schimbării furnizorului și aspectelor legate de acesta, datorită momentului recent de liberalizare totală -1 iulie 2007, datele sunt în curs de colectare și prelucrare.

Prețurile finale practicate pe categoriile de consumatori cele mai relevante sunt prezentate în situația de mai jos:

<b>Con s Tarif</b>	<b>I4 – consum anual 418,6 TJ</b>		<b>I1 – consum anual 418,6 TJ</b>		<b>D3 – consum anual 418,6 TJ</b>		<b>Casnic tipic</b>	
	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc	RON/ 1000 mc	EUR/ 1000 mc

Preț reglementat (exclusiv TVA)	820,26	242,57	863,73	255,42	873,77	258,38	873,67	258,36
Tarif transport	40,89	12,09	40,89	12,09	40,89	12,09	40,89	12,09
Tarif distribuție	147,58	43,64	175,51	51,90	184,37	54,52	184,27	54,49
Preț reglementat (inclusiv TVA 19%)	976,10	288,65	1027,84	303,95	1039,78	307,48	1039,66	307,44

Prin Decizia nr. 1368/2006 privind deschiderea integrală a pieței interne a gazelor naturale pentru consumatorii noncasnici, acei consumatori noncasnici care doresc să își exercite eligibilitatea pot încheia contracte negociate de cumpărare a gazelor naturale cu orice furnizor licențiat, fără îndeplinirea nici unei alte formalități administrative. Consumatorul noncasnic care își exercită eligibilitatea nu are dreptul să deruleze simultan un contract de furnizare reglementată și un contract negociat, pentru același loc de consum. Consumatorul noncasnic care își exercită eligibilitatea are obligația de a denunța contractul de furnizare reglementată, înainte de a începe derularea contractelor încheiate în calitate de consumator eligibil. Consumatorul noncasnic are dreptul ca, ulterior perioadei în care și-a exercitat calitatea de consumator eligibil, să solicite furnizorului prestarea de servicii, cu minim 30 de zile înaintea datei preconizate de începere a contractului de furnizare reglementată.

Furnizorul căruia i s-a înaintat o solicitare de încheiere a unui contract de furnizare reglementată a gazelor naturale nu are dreptul să refuze încheierea unui astfel de contract, cu excepția cazului în care încheierea lui afectează semnificativ îndeplinirea obligațiilor asumate prin contractele de furnizare reglementată aflate în derulare. Orice refuz privind încheierea unui contract de furnizare reglementată trebuie justificat consumatorului noncasnic în cel mult 10 zile de la înregistrarea solicitării. În același termen, furnizorul are obligația să transmită autorității de reglementare o notificare a refuzului împreună cu justificarea transmisă consumatorului noncasnic care a solicitat încheierea contractului.

Tot în această decizie se prevede ca operatorul sistemului de distribuție care, potrivit licenței, asigură serviciul de distribuție a gazelor naturale în aria unității administrativ-teritoriale unde consumatorul noncasnic are locul de consum, are obligația ca, la cererea consumatorului noncasnic sau a unui terț desemnat de acesta, să pună la dispoziție, cu titlu gratuit, informațiile privind capacitatea rezervată și consumul lunar înregistrat în ultimele 12 luni.

## 5. Securitatea alimentării cu energie

### 5.1 Energie electrică [ Articol 4]

Responsabilitatea asigurării balanței cerere-ofertă pe termen mediu și lung revine Ministerului Economiei și Finanțelor, emitent al strategiei naționale energetice. În acest document se regăsesc investițiile strategice în producere și rețele alături de măsurile de eficiență energetică și management al cererii care concură la asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică.

Proiectul strategiei energetice pentru perioada 2007-2020 se află în discuție publică pe pagina de Internet a ministerului.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 13/2007 a energiei electrice, 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 către 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, completat și modificat prin Ordinul ANRE nr. 35/2004.

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.

Producția totală de energie electrică, în anul 2006, a fost de 62,43 TWh, înregistrând o creștere de cca 5% față de anul 2005. Consumul intern a fost de 53,02 TWh cu cca 2% mai mare decât cel înregistrat în anul 2005.

Sfârșitul anului 2006 s-a caracterizat prin potențiale dificultăți privind asigurarea necesarului de energie electrică, datorită secetei prelungite și lipsei rezervelor de combustibil la nivelul necesar.

Reducerea energiei hidro a fost compensată la nivel de sistem de producția termo, consumul de combustibil fiind, din această cauză, cu 13,3% mai mare în 2006 față de 2005.

Acste date evidențiază faptul că sistemul electroenergetic românesc dispune încă de suficiente capacități de producție, dar din cauza costurilor ridicate de producere ale acestora, există riscul ca ele să fie închise, iar sistemul să ajungă de la o situație de excedent, la una de deficit de capacitate.

Evoluția consumului total și a vârfului de consum în ultimii ani este prezentată în tabelul 5.1.1.

Tabel 5.1.1

	2002	2003	2004	2005	2006
Consum total de energie electrică excluzând energia de pompaj (GWh)	47524*	49443*	50746*	51889*	53020
Energie de pompaj (GWh)	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	154
Putere la vârf (în MW)	7641	7542	8016	8102	8151
Data și ora înregistrării puterii la vârf (CET)	11.12.2002, 17:00H	17.12.2003, 17:00H	15.12.2004, 17:00H	15.12.2005, 17:00H	13.12.2006, 17:00H

\*) Aceste valori includ și energia de pompaj.

Prognoza valorilor capacității instalate totale, a vârfului de consum și a consumului anual total este prezentată în tabelul 5.1.2.

Tabel 5.1.2

	2007	2008	2010
Capacitate instalată (în MW)	17201	17622	17134
Putere la vîrf (în MW) – în conformitate cu definiția UCTE	8435	8698	9359
Energie electrică produsă (în TWh)	55,900	57,910	62,500
Din care:			
Termo	33,600	32,700	34,300
Hidro și regenerabile	15,000	15,100	18,100
Nuclear	7,300	10,100	10,100
Consum de energie electrică excluzând consumul pentru pompare (în TWh)	54,400	55,889	59,500

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate de producătorii din România în rețele în anul 2006 este prezentată în figura 5.1.1.

În cursul anului 2006, au fost puși în funcțiune 208 MW în centrale hidroelectrice, 20 MW în centrale termoelectrice și 2 MW în centrale eoliene. A fost retrasă din exploatare o putere de 160 MW instalată în centrale termoelectrice. Pentru anul 2007 se așteaptă următoarele creșteri de putere: 69 MW în centrale hidroelectrice, 172 MW în centrale termoelectrice și 10 MW în centrale eoliene. În ultimul trimestru al anului 2007 este programată intrarea în regim de exploatare comercială a celei de-a doua unități nucleare din România, având aceeași putere disponibilă ca și prima, de cca 655 MW.

Strategia energetică a Guvernului, aflată în curs de aprobare, are în vedere dezvoltarea capacităților de producere a energiei pe bază de resurse regenerabile (hidro, vânt, biomasă), precum și a celor nucleare (se are în vedere continuarea lucrărilor la alte 2 unități nucleare, în diverse scheme de finanțare și organizare a proprietății).

## Structura pe tipuri de resurse a energiei livrate în rețele de producatori în anul 2006

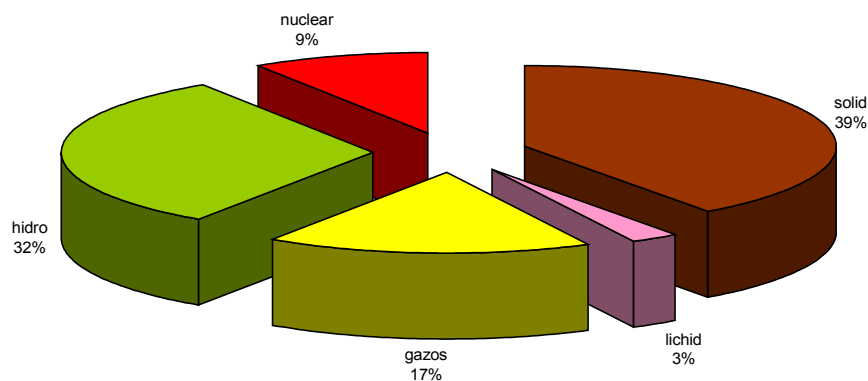


Figura 5.1.1

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza autorizațiilor de înființare emisă 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 derularea activităților, titularii de autorizații de înființare vor ține seama de obligațiile de serviciu public privind siguranța, calitatea, continuitatea alimentării, eficiența 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 nondiscriminare, pe baza unor criterii publicate, prin care să invite noi operatori economici sau titulari de licență preexistenți să oferteze pentru realizarea de noi capacități de producere.

Totodată este în lucru o reglementare referitoare la instituirea unui mecanism de rezervare a capacității, pentru a putea remunera menținerea în stare de funcționare a capacităților de rezervă și construirea unora noi.

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 2004.

România a transpus prevederile Directivei 2001/77/CE în legislația națională prin HG nr. 443/2003, modificată și completată prin HG nr. 958 /2005. Ținta națională reprezentând procentul de energie electrică produsă din surse regenerabile în consumul final, a fost stabilită la 33% din consumul final pentru anul 2010. Producătorii de energie electrică din surse regenerabile pot vinde energia produsă pe piață, iar diferența dintre prețul de vânzare și costurile totale de producere se acoperă prin comercializarea de certificate verzi fie prin contracte bilaterale, fie pe piața de certificate verzi organizată și administrată de SC Opcom SA. Furnizorii primesc cote obligatorii de achiziționare a energiei din surse regenerabile, îndeplinirea cotei fiind dovedită prin numărul de certificate verzi deținute.

Pentru capacitățile de producere în cogenerare, începând cu anul 2008, se intenționează introducerea unei scheme de sprijin tip bonus.

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 această activitate. CN Transelectrica SA trebuie să asigure serviciul de transport, astfel încât să îndeplinească integral condițiile tehnice necesare funcționării interconectate sincrone conform cerințelor UCTE, prin asigurarea echipării rețelei electrice de transport cu sisteme de protecție, automatizare, transmisiuni și comutație primară care să permită izolarea rapidă și eficientă a incidentelor din rețea și evitarea extinderii acestora.

Planificarea dezvoltării rețelei de transport urmărește obținerea următoarelor obiective:

- asigurarea dezvoltării rețelei de transport pentru a fi corespunzător dimensionată pentru transportul energiei ce va fi produsă, importată, exportată sau tranzitată și stabilirea planului de dezvoltare în perspectivă;
- asigurarea funcționării SEN în condiții de siguranță și realizarea transportului energiei electrice la un nivel de calitate corespunzător cu prevederile codului tehnic;
- 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 informației pentru crearea sistemelor de tarife de transport.

Strategia companiei are la bază:

- Planul de perspectivă pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport; în acest sens, CN Transelectrica SA elaborează la fiecare 2 ani un plan de perspectivă pentru următorii 10 ani succesivi, care devine document cu caracter public după avizarea de către ANRE și aprobarea de către ministerul de resort;
- Foaia de parcurs în domeniul energetic din România;
- Strategia Guvernului în ceea ce privește sectorul energetic.

Programul de lucrări și modernizări reprezintă un element major al politicii de investiții a companiei. Ierarhizarea lucrărilor de reabilitare a stațiilor se stabilește printr-o analiză multicriterială ce are în vedere: interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine – corespunzătoare obiectivului de îndeplinire a condițiilor tehnice de interconexiune cu sistemele UCTE, starea tehnică a stațiilor în vederea creșterii calității serviciului prestat utilizatorilor rețelei și a eficienței în funcționare, importanța stațiilor, volumul energiei electrice transportate etc.



Planul de perspectivă al dezvoltării rețelei de transport trebuie să asigure:

- acoperirea consumului de putere și energie electrică, 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 și utilizarea rețelei de transport funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- stabilirea nivelului de rezervă în SEN pentru producerea și transportul energiei electrice la vârful de consum în acord cu cerințele de dimensionare.

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.

Procesul de planificare al OTS trebuie să ia în considerare rezolvarea congestiilor prin noi investiții considerate în ordine ierarhizată funcție de durata de viață și contribuția la siguranța în funcționare a sistemului

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 sistemului, pentru un anumit moment, 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.

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

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

Există o treaptă de analiză anuală, realizată pentru un orizont de timp de 1 an, care se concretizează prin:

- o analiză de simulare a funcționării optime a grupurilor din sistemul de producere, realizată cu programul de calcul PowrSym3<sup>TM</sup>;
- o planificare anuală, atât a liniilor din rețeaua electrică de transport cât și a grupurilor din centralele electrice, conform reglementărilor din Codul tehnic al rețelei de transport.

În concluzie, prin programarea realizată la nivelul planului de perspectivă, a celui anual sau a celui semestrial, se găsesc soluții de eșalonare a lucrărilor efectuate astfel încât să se evite apariția congestiilor de sistem din această cauză. Pot exista, însă, abateri de la programele inițiale, atât în ceea ce privește funcționarea elementelor rețelei, cât și în ceea ce privește funcționarea producătorilor, care nu pot fi identificate cu precizie și care pot conduce, punctual, la apariția unor congestii, care sunt rezolvate prin utilizarea rezervelor existente, activate prin piața de echilibrare.

Principalele investiții în infrastructura de transport avute în vedere în perioada 2008-2015 sunt prezentate în tabelul 5.1.3.

*Tabel 5.1.3.*

<b>Linii Electrice Aeriene</b>	<b>Nivelul de tensiune ( kV)</b>	<b>Anul punerii în funcțiune</b>	<b>km</b>
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Gutinaș - Bacău *	400	2010	55
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Bacău – Roman *	400	2010	59
Trecerea la 400 kV a LEA 220kV Roman – Suceava*	400	2010	99
LEA Oradea- Nadab(RO) – Bekescsaba (HU)	400	2008	85
	400	2008	60
LEA Nadab – Arad	400	2008	30
LEA Portile de Fier II - Cetate	220	2010	30
LEA Portile de Fier I- Cetate	220	2010	71
LEA Portile de Fier I- Portile de Fier II	220	2010	92
LEA Portile de Fier I – Resita	400	2010	117
LEA Resita – Timisoara - Arad (in prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2010	73
LEA Timisoara (in prezent funcționează la 220kV și este dublu circuit)	400	2010	54
LEA (RO) – (Serbia Montenegro)	400	2015	60
LEA Suceava (RO) – Bălți (MO)	400	2015	150
LEA Suceava – Gădălin	400	2015	260

\* - inclusiv reabilitarea stațiilor

In studiu se află de asemenea investiția privind construirea unui cablu submarin între România-Turcia (600 MW).

## 5.2 Gaz natural [Articol 5]

În anul 2006, consumul total de gaze naturale a fost de 17,2 miliarde mc, din care 2,65 miliarde mc a reprezentat consumul casnic (15,4%). Producția internă de gaze naturale a fost în anul 2006 de 12,1 miliarde mc, iar importul de 5,911 miliarde mc (30,2% din total consum).

În luna martie 2007, numărul total de consumatori de gaze naturale a fost de 2.589.308, din care 2.462.566 consumatori casnici.

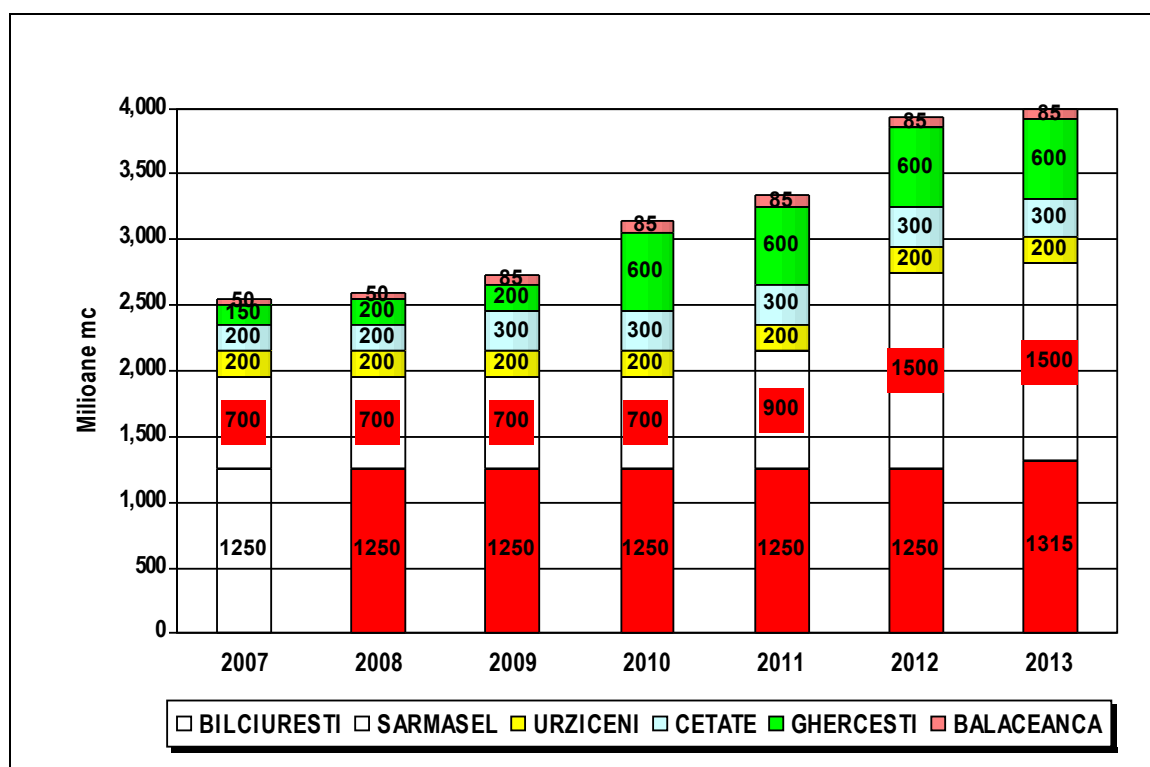
Evoluția consumului național de gaze naturale, a producției naționale și a importului sunt prezentate mai jos.

An	2007	2008	2009
Consum (miliarde mc)	17,8	17,9	18
Producție internă (miliarde mc)	11,7	11,3	11
Import (miliarde mc)	6,1	6,6	7

În România există 8 depozite de înmagazinare subterană, care aveau, la nivelul anului 2006, o capacitate totală de 2,85 miliarde mc. Situația acestora se prezintă după cum urmează:

Nr. crt.	Depozit	Capacitate (milioane mc)
1.	Bălăceanca	50
2.	Bîlciurești	1.250
3.	Cetatea de Baltă	150
4.	Ghercești	150
5.	Sărmășel	700
6.	Târgu Mureș	300
7.	Urziceni	200
8.	Nadeș	50

Prognoza evoluției capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale se prezintă după cum urmează:



De asemenea, pentru creșterea siguranței în aprovizionare și reducerea dependenței de sursa unică de import, se are în vedere realizarea de noi direcții de import gaze naturale, după cum urmează:

- Realizarea unei conducte pentru interconectarea sistemului național de transport cu sistemul de transport din Bulgaria, în zona Russe – Giurgiu
- Continuarea lucrărilor pentru finalizarea conductei Szeged (Ungaria) – Arad (România)
- Realizarea unui nou punct de import, în zona localității Negru Vodă pentru alimentarea cu gaze naturale a Dobrogei

#### *Dezvoltarea capacităților de interconexiune gaze naturale pe termen mediu (2007 – 2013)*

Obiectiv	Dimensiunea fizică	Dimensiunea valorică	Termen de realizare
	Km	Milioane lei	Anul punerii în funcțiune
Conductă de interconectare România-Bulgaria, Russe-Giurgiu	8	3,40	2008
Conductă de transport gaze Nădlac-Arad	27	35,00	2008
Conductă de interconectare România-Ucraina	41	36,20	2009
Stație de măsurare Negru-Vodă IV	-	5,50	2008
<b>Total</b>		80 (25 milioane Euro)	

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 acestui Regulament pentru asigurarea alimentării cu gaze naturale a unui consumator, 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 reprezintă activitatea de furnizare a gazelor naturale desfășurată de către un titular al licenței de furnizare desemnat în condițiile regulamentului pentru 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 prezentului regulament 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 ANRGN un raport în acest sens întocmit conform modelului prevăzut de regulament. Datele din raport au caracter de informații publice.

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. Stocul minim de gaze naturale se determină de către Operatorul de Piață din cadrul Dispeceratului Național de Gaze Naturale pentru fiecare furnizor, astfel încât să acopere aproximativ 12,5% din cantitatea de gaze naturale ce urmează a fi furnizată către consumatorii captivi.

Cantitatea de gaze naturale ce urmează a fi furnizată anual de către fiecare furnizor, care stă la baza calculului stocului minim, este cea avută în vedere la stabilirea venitului reglementat unitar și a venitului total unitar aferente serviciului de furnizare reglementată a gazelor naturale, prevăzută în ordinele individuale privind stabilirea tarifelor reglementate pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale.

După intrarea în vigoare a deciziei, furnizorii care au obligația constituirii stocului minim vor transmite datele necesare Operatorului de Piață. Totodată, pentru asigurarea securității în funcționare a sistemului național de transport gaze naturale SNTGN "Transgaz" S.A. Mediaș va întreprinde demersurile necesare pentru ca, în perioada sezonului rece, să poată avea acces liber și în mod operativ la o cantitate minimă de gaze naturale, destinată asigurării echilibrului fizic al SNT.

Pe plan internațional, cel mai important proiect de interconectare, la care participă România, îl constituie proiectul Nabucco. Cea mai recentă etapă în derularea acestui proiect constă în depunerea cererii pentru exceptarea de la prevederile privind accesul terților, în virtutea articolul 22 din Directiva 2003/55/CE (transpus în legislația națională). Conform prevederilor legale în vigoare, în România, autoritatea de reglementare este instituția responsabilă pentru acordarea acestei scutiri. Astfel, cererea de exceptare menționată a fost depusă și se află în analiză și la autoritatea de reglementare din România .

Stabilirea priorităților privind investițiile din sectorul gazelor naturale este responsabilitatea Ministerului Economiei și Finanțelor.

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 cursul anului 2006, două noi companii, Toreador și Falcon Oil & Gas , au primit autorizație de funcționare pentru instalațiile tehnologice de suprafață aferente activității de producție gaze naturale, respectiv autorizație de înființare a capacității de producție a gazelor naturale pentru exploatarea unor noi zăcăminte de gaze naturale.

## **6 Aspecte privind serviciul public [Articol 3(9) energie electrică și 3(6) gaz natural]**

### **6.1. Energie electrică**

În conformitate cu prevederile Directivei 54/2003/CE, legislația primară și secundară din România impune participanților la piața de energie electrică obligații de serviciu public. Aceste obligații sunt precizate în Legea energiei electrice nr.13/2007, în *Regulamentul de furnizare a energiei electrice*, aprobat prin HG nr. 1007/2004, în prevederile contractelor cadru de furnizare, în condițiile licențelor de furnizare a energiei electrice și în prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor la consumatorii captivi*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2005. De asemenea, în procesul de acordare a licențelor în sectorul energiei electrice, ANRE supune solicitanții unui riguros proces de verificare, iar după acordarea licențelor ANRE monitorizează activitatea titularilor de licențe pentru conformarea la condițiile licențelor și la sistemul de reglementari.

Legea energiei electrice definește furnizorul implicit de energie electrică acesta având obligația de a nu refuza furnizarea energiei electrice nici unui consumator casnic sau consumator final cu putere contractată mai mică de 100 kVA din zona deservită până la prima plecare pe piața liberă și de a le furniza energia electrică la tarife reglementate. Drept compensație pentru obligația de a furniza la casnici și micii consumatori, furnizorilor li se asigură recunoașterea în tarif a tuturor costurilor legate de această activitate în sistem pass-through.

Tot prin Legea energiei electrice sunt trasate obligațiile furnizorului de ultimă opțiune privind alimentarea consumatorilor eligibili al căror furnizor se află în incapacitate de a își exercita obligația de furnizare, reglementatorului revenindu-i sarcina de a emite regulamentul de desfășurare a procesului de desemnare și de acțiune a furnizorului de ultimă opțiune (Ordinul ANRE nr. 14/2007).

Putem aprecia că în România beneficiază de energie electrică 98% din consumatori. Pentru restul de 2%, reprezentând localități izolate, greu accesibile, Guvernul României a dezvoltat împreună cu Ministerul Economiei și Finanțelor un program de electrificare pentru următorii 5 ani.

În Legea energiei electrice sunt prevederi care stipulează obligația reglementatorului de a stabili, pentru consumatorii alimentați din sisteme electroenergetice izolate, condițiile minime privind continuitatea și calitatea serviciului de furnizare precum și prețul local pentru cazurile în care nu este posibil aplicarea prețului reglementat pentru consumatorii captivi alimentați din SEN.

Consumatorii casnici și consumatorii care au optat pentru a nu își exercita dreptul la schimbarea furnizorului sunt alimentați cu energie electrică la tarife reglementate. Odată cu deschiderea totală a pieței de energie electrică (HG nr. 638/2007), toți consumatorii au devenit liberi să-și schimbe furnizorul. În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice, consumatorii casnici și consumatorii cu o putere contractată mai mică de 100 kVA, pot beneficia în continuare de tarife reglementate, până la prima schimbare de furnizor.

ANRE stabilește tarifele reglementate pe baza metodologiilor și a datelor transmise de către furnizorii consumatorilor captivi. *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate la consumatorii captivi de energie electrică*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2005, prevede:

- transferarea în tarifele la consumatorii finali a costurilor justificate cu achiziția, transportul, distribuția, serviciile de sistem, operarea piață și de furnizare a energiei electrice,

- asigurarea achiziției de energie electrică pentru consumatorii captivi prin contracte bilaterale reglementate și tranzacții pe PZU și PE,
- posibilitatea de a ajusta tarifele ex-post la 6 luni;
- reducerea cantităților reglementate în cazul exercitării dreptului la eligibilitate a consumatorilor captivi.

În anul 2006, furnizorii consumatorilor captivi au asigurat energia electrică pentru toți consumatorii casnici, pentru 95% din consumatorii de tip comercial și pentru 10% din consumatorii industriali. Din totalul cantității de energie electrică furnizată, cca. 40% a fost pentru consumatorii casnici, 20% pentru consumatorii de tip comercial și 40% pentru consumatorii industriali.

Deschiderea totală a pieței de energie electrică presupune extinderea dotării consumatorilor cu contoare cu înregistrare orară, un acces mai extins la internet și introducerea profilurilor standard de consum. De asemenea se impune revizuirea regulilor de schimbare a furnizorului pentru adaptarea prevederilor existente la specificul consumatorilor de tip casnic.

Furnizarea energiei electrice pentru consumatorii casnici și mici industriali/comerciali se face obligatoriu 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.

Consumatorii vulnerabili, care necesită ajutor la plata facturilor de energie electrică și anume cei cu venit mediu pe membru de familie sub venitul minim pe economie, au beneficiat și în anul 2006 de existența unei subcategorii a tarifelor reglementate pentru consumatorii casnici, și anume de tarifele sociale. În anul 2006, 16% din consumatorii casnici au fost facturați pe baza tarifului social.

Reglementările ANRE prevăd că, în cazul în care consumatorul 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.

În anul 2006 au fost deconectați pentru neplata energiei electrice 360.892 consumatori, reprezentând 4,2% din numărul total de consumatori. Dintre aceștia, 315.337 au fost consumatori casnici (3,9% din total consumatori casnici), iar 45.555 au fost consumatori industriali și comerciali (8,3% din total consumatori industriali și comerciali).

Operatorul de rețea este obligat să reconecteze consumatorul deconectat pentru neplată în ziua lucrătoare imediat următoare efectuării plății integrale a sumelor datorate furnizorului. Suplimentar, consumatorul deconectat trebuie să plătească operatorului de rețea costurile operației de deconectare – reconectare.

Furnizorii trebuie să posede o pagină de Internet proprie în care consumatorii să poată găsi informații de interes general privind activitatea de furnizare desfășurată. De asemenea, condițiile de licență de furnizare prevăd obligația furnizorilor de a organiza întâlniri cu reprezentanții



principalelor asociații/organizații ale consumatorilor. Numărul de convocări nu poate fi mai mare de 6 în fiecare an. În lipsa unor astfel de convocări, titularul licenței va organiza o întâlnire cu reprezentanții principalelor asociații/organizații ale consumatorilor, cel puțin o dată pe an.

Consumatorilor li se respectă dreptul la informare și prin obligația impusă furnizorilor activi de energie electrică din România de a transmite clienților lor, o dată pe an până cel târziu la 15 aprilie, o etichetă cu informații privind structura energiei electrice și unele elemente de impact asupra mediului înconjurător aferente energiei electrice furnizată de către aceștia în anul calendaristic încheiat.

ANRE monitorizează și publică emisiile de CO<sub>2</sub> rezultate din producerea energiei electrice de către marii producători. În anul 2006 emisiile medii de CO<sub>2</sub> la nivelul țării au fost de 547 g/ kWh față de 485 g/ kWh în anul 2005.

Deșeurile radioactive rezultate din producerea energiei electrice în România în 2006 au fost de 0,02 g/ kWh, valoare egală cu cea aferentă anului 2005.

Consumatorii participă activ la emiterea reglementărilor. Înaintea aprobării acestora de către Comitetul de Reglementare, ANRE supune proiectul dezbaterii în cadrul Consiliului Consultativ al ANRE, alcătuit atât din reprezentanți ai titularilor de licență cât și ai asociațiilor/ organizațiilor consumatorilor. De asemenea proiectele de reglementări de interes general sunt publicate pe pagina de Internet a ANRE în scopul dezbaterii publice a acestora.

Obligații 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 sa 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.

Prin activitatea de control desfășurată, reglementatorul se asigură că titularii de licență respectă aceste cerințe din licențe. 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.

## 6.2. Gaze naturale

Un set minim de obligații de serviciu public este prevăzut în Legea gazelor nr. 351/2004, cu modificările și completările ulterioare.

Astfel, titularii de licențe de înmagazinare, transport, distribuție și furnizare a gazelor naturale au următoarele obligații privind serviciul public:

- 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, a fost prevăzută obligația asigurării serviciului public 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).

Pentru a veni în sprijinul consumatorilor vulnerabili și ținând cont de necesitatea utilizării mai eficiente a gazelor naturale, Guvernul a instituit Programul de acordare a unor ajutoare bănești populației cu venituri reduse, care utilizează pentru încălzirea locuinței gaze naturale. Consumatorii de gaze naturale pot beneficia de aceste ajutoare la achiziționarea unei centrale termice individuale sau a unui număr maxim de trei arzătoare automatizate.

Totodată, în contextul creșterii prețului gazelor naturale și pentru a veni în sprijinul consumatorilor vulnerabili, au fost majorate gradual atât cuantumul ajutoarelor bănești acordate persoanelor cu venituri reduse pentru achiziționarea, instalarea și punerea în funcțiune a unei centrale termice individuale sau, după caz, a unui arzător automatizat, cât și nivelul ajutorului pentru încălzirea locuinței acordat consumatorilor cu venituri reduse, care utilizează gaze naturale.

Mecanismele de calcul al prețurilor finale 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/1000 mc.

$Q$  – cantitatea distribuită, exprimată în 1000 mc.

Contravaloarea serviciilor de furnizare reglementată 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 1000 mc;

$Pf$  – preț final reglementat, exprimat în lei/1000 mc.

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.

Categoriile de consumatori pentru care se stabilesc diferențiat prețurile finale reglementate și tarifele de distribuție sunt următoarele:

A. Consumatori finali conectați direct la sistemul de transport

- A.1 consumatori finali cu un consum anual de până la 124.000 mc
- A.2 consumatori finali cu un consum anual între 124.000 mc și 1.240.000 mc
- A.3 consumatori finali cu un consum anual între 1.240.000 mc și 12.400.000 mc
- A.4 consumatori finali cu un consum anual între 12.400.000 mc și 124.000.000 mc
- A.5 consumatori finali cu un consum anual de peste 124.000.000 mc
- B. Consumatori finali conectați în sistemul de distribuție
- B.1 consumatori finali cu un consum anual de până la 2.400 mc
- B.2 consumatori finali cu un consum anual între 2.400 mc și 12.400 mc
- B.3 consumatori finali cu un consum anual între 12.400 mc și 124.000 mc
- B.4 consumatori finali cu un consum anual între 124.000 mc și 1.240.000 mc
- B.5 consumatori finali cu un consum anual între 1.240.000 mc și 12.400.000 mc
- B.6 consumatori finali cu un consum anual de peste 12.400.000 mc

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:

- Decizia președintelui ANRGN nr. 182/2005 privind aprobarea contractelor-cadru de furnizare reglementată a gazelor naturale pentru consumatorii captivi, cu modificările și completările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 308/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare pentru consumatorii captivi de gaze naturale, cu modificările și completările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 183/2005 privind aprobarea contractului-cadru de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 309/2005 privind aprobarea Condițiilor generale de contractare a serviciilor de distribuție a gazelor naturale, cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 460/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor de transport al gazelor naturale cu rezervare de capacitate prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare și Decizia președintelui ANRGN nr. 528/2006 privind aprobarea contractului-cadru pentru prestarea serviciilor întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul Național de Transport, cu modificările ulterioare,
- Decizia președintelui ANRGN nr. 480/2004 privind aprobarea contractului-cadru de înmagazinare subterană a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare.

Aceste reglementări conțin, în principal, prevederi referitoare la: prețul final reglementat, durata contractului, drepturile și obligațiile părților, răspunderea contractuală.