

CAPITOLUL 3

Piața de energie electrică din România

3.1. Istoricul dezvoltării SEN și a pieței de energie

Evoluția actuală a pieței de energie electrică din România se înscrie în tendințele actuale de liberalizare și integrare promovate prin legislația Uniunii Europene, în principal prin Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European, care are ca scop final crearea în 2014 a pieței comune de energie electrică.

În continuare este prezentat un scurt istoric, în date, al sistemului energetic național **[monogTE]**:

1882 - București - prima centrală electrică
1884 - Timișoara - primul oraș cu străzi luminate electric din Europa
1889 - București - iluminatul electric al străzilor
1890 - Cluj - iluminatul stradal
1893 - Topleț - prima comună electrificată din țară
1894 - București - primele tramvaie electrice din țară
1898 - Iași - centrala electrică
1899 - LEA 8 kV trifazată între CHE Sinaia și CTE Doftana - prima interconexiune între două centrale electrice
1904 - Sibiu - primul troleibuz din țară
1913 - Arad-Ghioroc-Pâncota-Radna - prima linie ferată electrificată cu linie de contact
1916 - prima LEA de 55 kV CET-Anina- Uzinele Reșița
1924 - Legea Energiei Electrice
1930 - prima LEA 110 kV - LEA 110 kV Dobrești - București, dublu circuit, 122 km
1930 - rețeaua de distribuție la tensiunea de 30 kV în București.
1931 + prima interconexiune - interconectarea sistemului de 60 kV Sibiu cu sistemul din zona orașului Târnăveni
10.07.1948 - se înființează Centrala Industrială a Energiei Electrice în Ministerul Industriei
1949 - prima interconexiune cu sistemul energetic al unei alte țări, LEA de 60 kV, CTE Grozăvești - Giurgiu - Ruse, 60 km, cablu subfluvial
1950 - primul plan de electrificare a țării (1951-1960)
1953 - prima stație electrică 110 kV, Brașov 100/35/6 kV, 3 x 20 MVA
1954 - interconectarea sistemului energetic Ardeal cu sistemul Muntenia
13.06.1955 - se înființează Dispecerul Energetic Național
1955 - prima LEA de 110 kV din Moldova, Borzești - Focșani
1957 - racordarea la 110 kV a zonei Iași prin LEA de 110 kV Roman-Iași
1959, 24 ianuarie, ora 16 - primul paralel între sistemul energetic național de 110 kV și sistemul Moldova prin punerea în funcțiune a LEA de 110 kV Buzău - Focșani, creându-se Sistemul Electronergetic Național.
1960 - toate zonele geografice ale țării sunt racordate la SEN
1963 - prima LEA 220 kV, CHE Stejaru Bicăz - CTE Fântânele
1965 - prima LEA 220 kV dublu circuit, LEA Ișalnița - Slatina
1965 - prima interconexiune la 400 kV
01.10.1968 - înființarea Dispecerilor Energetici Teritoriali (DET)
1972 - prima arteră de 400 kV, din SEN, LEA 400 kV, simplu circuit, CHE Porțile de Fier - București Sud, 320 km
1978 - prima LEA 400 kV, dublu circuit din SEN, Țânțăreni - Slatina 72,5 km
01.10.1983 - Întreprinderile de Exploatare și Întreținere a Rețelelor și Instalațiilor Electrice de Distribuție a Energiei Electrice (IEIRIEDET, pe scurt IRE - Întreprinderi de Rețele Electrice)
1986 - stația 750/400/15,75/20kV Isaccea
02.02.1990 - HG nr. 452/1990 - se înființează, în cadrul Ministerului Energiei Electrice, Direcția Generală de Transport și Distribuție a Energiei Electrice. Înființarea în cadrul MEE, respectiv a Direcției Generale de Transport și Distribuție a Energiei Electrice (DGTDEE) și a Direcției Generale de Producere a Energiei Electrice (DGPEET).
12.11.1990 - înființarea RENEL
1996 - pornește primul reactor al centralei nucleare electrice de la Cernavodă

Anul 1998 a marcat debutul trecerii la piața liberalizată de energie electrică. Un scurt istoric al evoluției înregistrate de-a lungul timpului este prezentat în continuare [webOPCOM, RaportANRE12]:

- 1998 – regia autonomă RENEL este restructurată în societăți comerciale distincte:
 - S.C. Nuclearelectrica
 - Regia Autonomă pentru activități Nucleare
 - Compania Națională de Electricitate – CONEL S.A., având în structură activitățile de transport, dispecer energie electrică și operator comercial și 3 filiale, organizate ca societăți comerciale: S.C.Hidroelectrica S.A. – producător hidro, S.C.Termoelectrica S.A.- producător termocentrale, S.C. Electrica S.A. – filiala de distribuție
- 1998 – se înființează Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – ANRE
- 1999 – apare primul Cod Comercial al pieței de energie electrică
- 2000 – deschiderea pieței la 10%;
- 2000 – CONEL S.A. se restructurează în S.C.Hidroelectrica S.A., S.C.Termoelectrica S.A., S.C. Electrica S.A., Transelectrica S.A, ca operator de sistem, în cadrul căruia ia naștere operatorul pieței de energie, OPCOM
- Între august 2000 și iunie 2005, piața funcționează după o structură alcătuită din
 - Piața reglementată – pe care se tranzacționează contracte cu cantități și prețuri stabilite de ANRE
 - Piața concurențială pe care se tranzacționează
 - contracte bilaterale cu producătorii interni ale furnizorilor, încheiate în vederea asigurării consumului aferent consumatorilor eligibili;
 - contracte de import-export;
 - contracte ale furnizorilor, alții decât cei care vând la tarife reglementate consumatorilor captivi;
 - contracte negociate ale producătorilor independenți și autoproducătorilor, alții decât cei deținători de contracte de portofoliu;
 - tranzacții pe piața spot, operată de OPCOM
 - Piața de redistribuire, introdusă din 2003, prin intermediul căreia, furnizorii consumatorilor captivi pot vinde cantitățile excedentare de energie electrică, la preț reglementat, furnizorilor consumatorilor captivi aflați în deficit.

Piața de energie electrică este concurențială la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie electrică, iar activitățile de transport și distribuție, considerate ca monopol natural, sunt în totalitate reglementate.

- În iulie 2005, piața angro suferă o a doua restructurare, împărțindu-se în:
 - Piața contractelor bilaterale
 - Piața pe ziua următoare

- Piața de echilibrare
- Piața centralizată a serviciilor de sistem tehnologice
- Piața certificatelor verzi
- 2005 – deschiderea pieței la 83,5%;
- 1 iulie 2007 – deschiderea completă a pieței, din punct de vedere legislativ: toți consumatorii de energie electrică au dreptul să-și aleagă furnizorul
- august 2008 – finalizarea procesului de separare a activităților de distribuție de cele de furnizare a energiei electrice
- iulie 2011 - introducerea pieței intrazilnice de energie electrică
- iulie 2012 – intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- septembrie 2012 – aplicarea primei etape din calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate;
- septembrie 2014 - inițierea testelor pentru proiectul 4M MC, cuplarea piețelor din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România

În prezent, cadrul legislativ de funcționare al sectorului electroenergetic cuprinde trei paliere **[Strateg11-35]**:

- legislația națională primară: legi adoptate de Parlament, ordonanțe și hotărâri de guvern.
- legislația națională secundară (la nivel instituțional): ordine și reglementări ale ANRE
- legislația Uniunii Europene direct aplicabilă.

Cadrul Principal de reglementare al pieței de energie electrică din România cuprinde **[Strateg11-35]**:

- Codul comercial al pieței angro de energie electrică (2005)
- Coduri de rețea (Codul rețelei de transport, Codul rețelei de distribuție)
- Codul de măsurare
- Reglementări tehnice și comerciale
- Metodologii de stabilire a tarifelor
- Autorizații și licențe
- Reguli privind conectarea la rețea

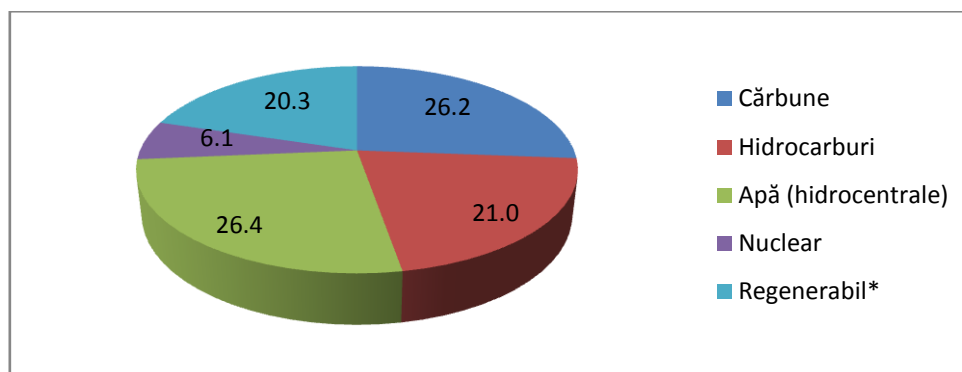
3.2. SEN și sectoarele sale azi

Producția de energie electrică

Conform datelor prezentate în draft-ul strategiei energetice naționale pentru perioada 2011 – 2035 **[Strateg11-35]**, România dispunea la începutul anului 2011 de 17693 MW capacitate instalată de producție, la care s-au adăugat de atunci 4689 MW capacitate instalată în resurse regenerabile (2829 MW eolian, 1200 MW parcuri fotovoltaice, 560 MW microhidrocentrale, 100 MW biomasă **[webb24]**) și centrala pe gaze naturale de la Brazi, 860 MW. Distribuția procentuală a capacităților de producție după sursa primară este indicată în Tabelul 3.1 și Fig. 3.1.

Tabelul 3.1, Fig. 3.1 – Capacitatea de producție de energie electrică pe teritoriul României, pe surse primare, 2013

	MW	%
Cărbune	6065	26.2
Hidrocarburi	4866	21.0
Apă (hidrocentrale)	6096	26.4
Nuclear	1413	6.1
Regenerabil*	4689	20.3
Total	23129	100



Cu excepția termocentralei de la Brazi, aparținând Petrom S.A, a unui număr de microhidrocentrale și a mijloacelor de producție din resurse regenerabile, capacitățile de producție sunt în proprietatea statului român.

Marea majoritate a termocentralelor și-au depășit deja durata de viață, fiind realizate în perioada anilor 1970-1980 și având randamente de 30-33%. Doar 10% dintre termocentrale au fost modernizate în ultimii 10 ani, resimțindu-se o nevoie acută de investiții. În ceea ce privește hidrocentralele, până în 2011 fuseseră modernizate capacități de producție însumând 1000 MW, până în 2020 urmând să se mai adauge încă 2400 MW [Strateg11-35].

Producția din centrala nucleară de la Cernavodă, precum și cea din centralele eoliene, este considerată prioritară și este inclusă prima în realizarea ordinii zilnice de merit pe piața pe ziua următoare.

Gradul de participare al fiecărui tip de resursă pentru acoperirea cererii a fost prezentat pentru anul 2012 în Capitolul 1, Fig. 1.2 și Tabelul 1.2. Situația energiei electrice livrate de producători pentru anul 2013, conform datelor prezentate de ANRE în raportul de monitorizare a pieței publicat în 2014 [rapANRE13], este următorul:

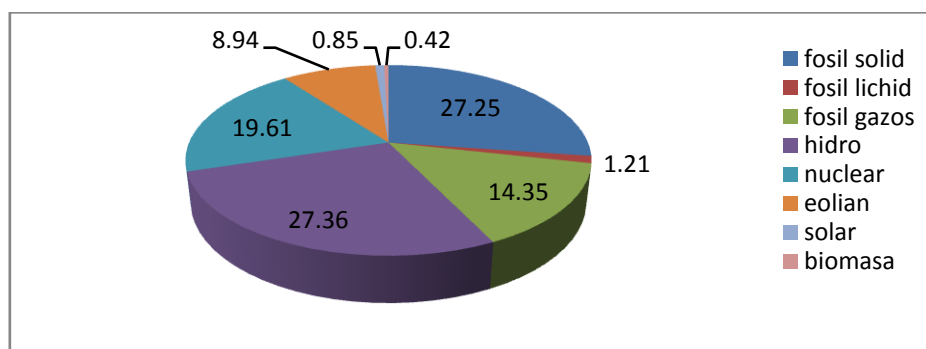


Fig. 3.2. – Energia livrată în rețele de către producători, anul 2013, total 54,4 TWh

Conform raportului de monitorizare publicat de ANRE în martie 2014, în aceea perioadă funcționau pe piața de energie angro un număr total de 111 producători, dintre care **[RaportANRE14]**:

- 21 din surse clasice
- 47 eoliene dispecerizabile
- 41 fotovoltaice dispecerizabile
- 1 hidro
- 1 nuclear.

Rețeaua de transport

Rețeaua de transport (Capitolul 1, Fig. 1.4) are rolul de a interconecta capacitățile mari de producție pentru livrarea energiei către rețelele de distribuție și marii consumatori. Structura ei este sintetizată în Tabelul 3.2 **[monogTE]**.

Tabelul 3.2 – Structura rețelei de transport din România

Linii electrice	750 kV - 155 km 400 kV - 4701 km 220 kV - 4035 km 110 kV - 38 km	
Stații electrice (78)	750 kV - 1 stație (fcț. la 400 kV) 400 kV - 35 de stații 220 kV - 42 de stații	215 transformatoare, însușind o putere de 36.815 MVA.

Rețeaua de transport aparține statului român, prin C.N. Translelectrica S.A. și este operată monopolist pe piața de energie de către Operatorul de Transport și Sistem independent, care funcționează în cadrul aceleiași companii.

Rețelele de distribuție

Operatorii de distribuție din cadrul fostelor opt filiale Electrica dețin monopolul natural al rețelelor de distribuție regionale de pe teritoriul României. În anul 2014, 5 din cele 8 filiale sunt privatizate, cu investitori străini, în vreme ce 51% din acțiunile societății Electrica S.A. sunt listate la bursă. (Cap. 1, Fig. 1.5 și Tabelul 3.3).

Tabelul 3.3. - Situația proprietății operatorilor de distribuție, 2014 **[rapANRE13]**

1. SC CEZ Distribuție SA: CEZ a.s. - 100% din capitalul social;
2. SC Enel Distribuție Banat SA : Enel Investment Holding B.V. - 51% din acțiuni, S.C. Electrica S.A. - 25%, Fondul Proprietatea S.A. - 24% din acțiuni;
3. SC Enel Distribuție Dobrogea SA: Enel Investment Holding B.V. 51% din acțiuni, S.C. Electrica S.A.- deținătoare a 25% din acțiuni, Fondul Proprietatea S.A. - 24% din acțiuni;
4. SC E.ON Moldova Distribuție SA: E.ON Romania S.R.L. - 51%; S.C. Electrica S.A.- 27%; Fondul Proprietatea S.A. - 22%;
5. SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA, SC FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA, și SC FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA, S.C. Electrica S.A., 78%; % S.C. Fondul Proprietatea S.A., 22%;
6. SC Enel Distribuție Muntenia SA : Enel Investment Holding B.V 64.5 %, S.C. Electrica S.A. - 23.5%, S.C. Fondul Proprietatea S.A. - 12 % .

Rețelele de distribuție de pe teritoriul țării sunt considerate ca având un grad ridicat de uzură fizică (65%) și morală (30% din echipamente produse în anii 1960), pierderile tehnice și comerciale înregistrate depășind media europeană de 7.3% [Strateg11-35].

Pe piața de energie electrică, accesul la rețelele de distribuție și de transport este nediscriminatoriu și presupune plata unor tarife reglementate, stabilite de ANRE. Tarifele de transport au o componentă de injecție și una de extragere din rețea, cu valori diferite pe zone de injecție și extragere (Fig. 3.3).

Pentru anul 2014, prin Ordinul ANRE nr. 96/2013, au fost aprobate următoarele tarife (valori care nu includ TVA):

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

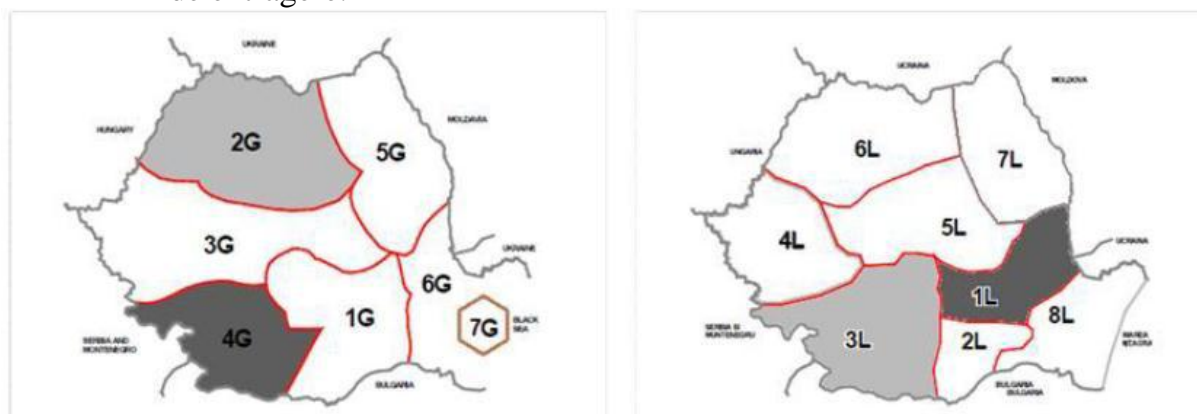


Fig. 3.3 - Zone de introducere și extragere a energiei electrice în rețeaua de transport (surse, ENTSO-E, [RapANRE13])

Tarifele de distribuție sunt și ele de tip monom, fiind diferențiate pe niveluri de tensiune (întă (110 kV), medie și joasă și pe operatori de distribuție.

Evoluția tarifelor medii de transport și distribuție între anii 2008 -2014 sunt prezentate în Fig. 3.4 și 3.5 (sursa, [RapANRE13])

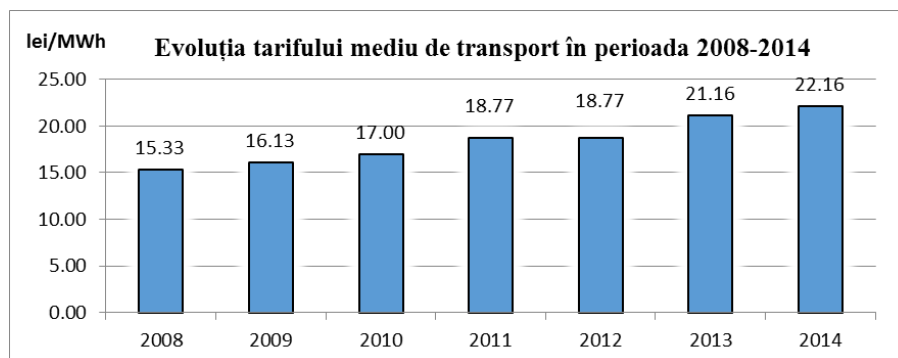


Fig. 3.4 - Evoluția tarifului mediu de transport

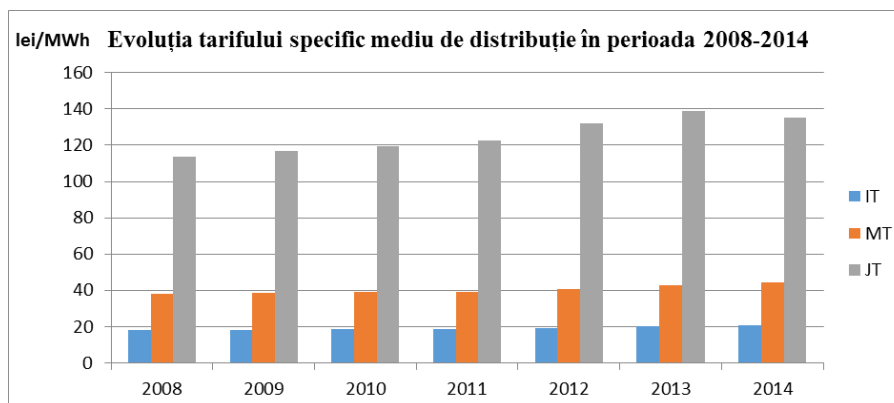


Fig. 3.5 - Evoluția tarifului mediu de transport

Furnizarea energiei electrice

Începând din iulie 2007, piața de energie electrică din România este deschisă în proporție de 100%, orice consumator având dreptul de a-și alege furnizorul de energie electrică. În 2014, pe piața de energie electrică înregistrați **[RapANRE14]**:

- 5 furnizori de ultimă opțiune, care asigură serviciul de alimentare al consumatorilor ce nu pot (captivi) sau nu doresc să-și exercite dreptul de eligibilitate (de a-și alege furnizorul)
- exclusiv pe piața angro: 22 de furnizori
- pe piața angro și cu amănuntul: 53 de furnizori

Consumul

La data de 31 decembrie 2013, conform **[RapANRE13]**, structura de consum din România se prezenta astfel:

- consumatori alimentați în regim reglementat 8991881, din care consumatori 8490691 casnici și 501190 noncasnici, consum de energie 18966 GWh, - 9% față de anul 2012
- consumatori eligibili 19214, energie consumată 24805 GWh, - 1% față de 2012

Reducerea totală a consumului față de 2012 a fost de 5%.

În ceea ce privește procentul de schimbare al furnizorilor, acesta s-a menținut extrem de mic, conform datelor din Tabelul 3.4:

Tabelul 3.4 - Rata de schimbare a furnizorului **[RapANRE13]**

Nr. crt.	Tip consumator	Rata de schimbare a furnizorului (%) în funcție de:	
		Nr. locuri de consum	Energie furnizată
1.	Necasnici MICI + Casnici (puterea contractată mai mică sau egală cu 100 kW)	0,057	1,215
2.	Necasnici MARI (puterea contractată cuprinsă între 100 kW și 1000 kW)	5,687	9,993
3.	Necasnici FOARTE MARI (puterea contractată mai mare sau egală cu 1000 kW)	15,687	17,305
4.	TOTAL PAM	0,075	8,990

Sursa: date furnizori, prelucrare ANRE

În prezent, România se află în plin proces de trecere de la sistemul tarifelor reglementate la cel al tarifelor concurențiale, conform obligațiilor asumate la nivelul Uniunii Europene. Procesul se realizează secvențial, separat pentru consumatorii economici și cei casnici, prin prevederea unor cote progresiv crescătoare din consumul total plătite la prețul concurențial.

În Tabelul 3.6 sunt prezentate cotele și cantitățile de energie electrică stabilite de către ANRE pentru anul 2013, pentru piața reglementată [RapANRE-PR13]. Pentru anul 2014, acestea au fost modificate după cum urmează:

- S.C. Hidroelectrică S.A. – 5,3 TWh (59%), la un preț mediu de 115,2 lei/MWh;
- S.N. Nuclearelectrică S.A. – 3,7 TWh (41%), la un preț mediu de 145,88 lei/MWh,

în total 9 TWh, la un preț mediu de 127,8 lei/MWh. Pentru anul 2013, cantitatea de energie însuma 15.337.725 MWh, la un preț mediu de livrare de 155 lei/MWh.

O sinteză a prețurilor medii plătite de consumatorii casnici și noncascnici pentru anii 2012 și 2013 este indicată în Tabelul 3.5 [RapANRE13]:

Tabelul 3.5 - Prețuri medii cu energia electrică, 2012 și 2013

	Clienți casnici			Clienți non-casnici		
	Pret fara taxe lei/MWh	Pret cu taxe lei/MWh	Tarif retea lei/MWh	Pret fara taxe lei/MWh	Pret cu taxe lei/MWh	Tarif retea lei/MWh
2012	365,24	482,43	213,83	361,37	468,37	123,02
2013	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35

Tabelul 3.6. – Principalii producători care participă la piața reglementată, 2013

Producător	Cantitate (MWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Cota de participare (%)
S.N. Nuclearelectrică S.A.	5.308.172	142	34,6
S.C. Hidroelectrică S.A.	3.974.980	125	25,9
S.C. Complexul Energetic Oltenia S.A.	2.459.818	190	16,0
S.C. OMV Petrom S.A.	1.502.852	169	9,8
S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.	308.795	271	2,0
Producători beneficiari ai schemei de sprijin tip bonus care produc energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență *)	1.696.484	189	11,1
Producători cu grupuri energetice nedispecerizabile	86.624	189	0,6

În Tabelul 3.7 sunt prezentate calendarele de trecere a consumatorilor economici, respectiv casnici, de la tarifele reglementate la cele concurențiale [ordANRE30-12].

Tabelul 3.7. – Calendarul de eliminare al tarifelor reglementate de la consumatorii casnici și cei economici

Data de implementare	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori noncasnici) (%)	Procentul de achiziție din piața concurențială (consumatori casnici) (%)
1.09.2012	15	—
1.01.2013	30	0
1.04.2013	45	0
1.07.2013	65	10
1.09.2013	85	10
1.01.2014	100	20
1.07.2014	100	30
1.01.2015	100	40
1.07.2015	100	50
1.01.2016	100	60
1.07.2016	100	70
1.01.2017	100	80
1.07.2017		90
31.12.2017		100

3.3. Piața concurențială de energie electrică din România

Piața de energie electrică din România are două componente:

- Piața angro, destinată producătorilor, furnizorilor și consumatorilor mari care aleg să achiziționeze energia electrică pe această cale
- Piața cu amănuntul (retail), destinată consumatorilor mici, care cumpără energia electrică consumată de la furnizori

Piața angro se împarte, la rândul ei, în mai multe componente:

- Piața contractelor bilaterale – principalul canal de tranzacționare al energiei electrice între producători și furnizori
- Piața pe ziua următoare – destinată acoperirii diferențelor dintre cantitățile de energie achiziționate prin contracte și necesarul real
- Piața de echilibrare – pentru gestionarea în timp real a contingențelor accidentale din sistem, care afectează derularea ofertelor programate în ziua anterioară pe PZU

- Piața centralizată a serviciilor de sistem tehnologice – pentru asigurarea serviciilor de sistem necesare funcționării sigure a rețelei de transport (reglaj de frecvență și tensiune)
- Piața certificatelor verzi – pentru tranzacționarea certificatelor verzi de către producătorii de energie din surse regenerabile calificați pentru acest serviciu și achiziționarea de către furnizori a cotelor obligatorii anuale de energie electrică produsă din surse curate.

Piața contractelor bilaterale

Pe o piață reglementată, energia electrică este achiziționată de la producători de către compania monopolistă prin intermediul unor contracte reglementate cu prevederi, cantități și termene standardizate, stabilite de către autoritatea de reglementare. Pe piețele concurențiale, se urmărește eliminarea acestui tip de contract și înlocuirea lui cu contracte bilaterale (încheiate direct între părți), care să ofere maximum de flexibilitate părților.

Operatorul comercial al pieței de energie electrică din România, OPCOM, oferă două platforme de tranzacționare pe piața centralizată a contractelor bilaterale (PCCB):

- PCCB – contracte bilaterale, în care ofertele nu sunt standardizate ca perioade, termene de livrare și cantități oferite, iar identitatea ofertanților este cunoscută public. Există un model de contract standardizat de către ANRE; dar folosirea lui nu este obligatorie.

Fiecare ofertant își definește oferta proprie de vânzare sau cumpărare de energie electrică, caracterizată prin:

- durata livrării (data de începere și data de finalizare), de minim o lună;
- profilul zilnic al livrărilor, prin alegerea din următoarele variante:
 - livrare în bandă;
 - livrare la ore de vârf de sarcină;
 - livrare la ore de gol de sarcină;
- prețul minim solicitat, în cazul unei oferte de vânzare, respectiv prețul maxim oferit, în cazul unei oferte de cumpărare;
- formatul de contract propus, care cuprinde toate prevederile contractuale prevăzute de participantul inițiator.

Atribuirea contractelor se face prin licitație publică, în plic închis, la sediul operatorului comercial. Sunt declarate câștigătoare ofertele de vânzare cu prețul cel mai mic, respectiv ofertele de cumpărare cu prețurile cele mai mari. Atribuirea ofertei constituie angajament ferm din partea câștigătorului licitației.

- PCCB-NC – contracte bilaterale cu negociere continuă, care sunt standardizate după următoarele criterii:
 - putere ofertată pentru fiecare oră pe parcursul perioadei de livrare - 1 MW
 - profilul zilnic al livrărilor

- oferte pentru bandă (00:00 - 24:00),
- oferte pentru vârf (06:00 - 22:00)
- oferte pentru gol (00:00 - 06:00, 22:00 - 24:00)
- perioadele de livrare
 - oferte pentru o săptămână
 - oferte pentru o lună
 - oferte pentru un trimestru
 - oferte pentru un an

Termenele limită pentru depunerea ofertelor sunt:

- 4 zile lucrătoare înaintea datei licitației pentru contracte pe o săptămână, ofertele fiind publicate pe platforma de tranzacționare cu 3 zile lucrătoare înaintea desfășurării licitației
- 6 zile lucrătoare, pentru contracte pe durate mai mari, care sunt publicate cu 5 zile lucrătoare înaintea desfășurării licitației

Programul licitației este stabilit de operatorul comercial, care îl publică pe platforma de tranzacționare. Pe parcursul licitației, participanții rămân anonimi.

Oferta inițitoare publicată propune un preț de deschidere. În prima etapă, se acceptă oferte de răspuns care îndeplinesc condițiile: prețul unei oferte de cumpărare să fie mai mare sau cel puțin egal cu prețul unei oferte de vânzare sau prețul unei oferte de vânzare să fie mai mic sau cel mult egal cu prețul unei oferte de cumpărare. Ofertele se declară câștigătoare în funcție de prețul de cumpărare cel mai mare ofertat.

Dacă rămân oferte inițitoare necâștigate, după 15 minute de pauză se deschide etapa a doua, cea de negociere continuă. Participanții care introduc în sistemul de tranzacționare oferte de răspuns pot propune prețuri mai mici, egale sau mai mari decât cel propus de inițiator, care la rândul său poate scădea sau crește prețul pe parcurs [\[webOPCOM\]](#). Prețul de adjudecare la care se va încheia o tranzacție, urmare regulilor de corelare aplicate automat de către platforma de tranzacționare, este prețul ofertei care a răspuns unei oferte introdusă anterior în platforma de tranzacționare.

Termenele de livrare se stabilesc de către participanți, începerea efectivă a livrării putând avea loc la cel puțin 5 zile după încheierea licitației.

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

Începând cu 16 mai 2014, piața PCCB este completată de un nou instrument de tranzacționare, PC-OTC (piața centralizată over the counter), în care tranzacțiile sunt condiționate de eligibilitate. Fiecare participant la PC-OTC poate încheia tranzacții doar cu parteneri incluși în lista sa de eligibilitate, care trebuie să conțină minim 4 membri pentru ca tranzacția să poată fi încheiată. Accederea pe listele de eligibilitate a unui participant la piață se face nediscriminatoriu, în funcție de un set de criterii definite de respectivul participant.

Contractele folosite sunt standardizate la nivel european, de tip EFET (European Federation of Energy Traders).

Produsele oferite sunt standardizate după:

- Profilul livrărilor:
 - În bandă (00:00 – 24:00);
 - În orele de vârf de sarcină (de Luni până Vineri de la ora 07:00 – 23:00);
 - În orele de gol de sarcină (de Luni până Vineri 00:00 – 07:00 și 23:00 – 24:00 și Sâmbătă – Duminică 00:00 – 24:00).
- Puterea minimă orară oferită spre tranzacționare: 1 MW;
- Perioada de livrare a energiei electrice poate fi:
 - 1 an
 - 1 semestru
 - 1 trimestru
 - 1 lună
 - 1 săptămână
 - 1 week-end
 - 1 zi

Pe lângă datele standardizate, o ofertă trebuie să conțină cantitatea livrată, prețul și data începerii livrării. Tranzacțiile se pot realiza în fiecare zi lucrătoare, în intervalul orar 9.00 - 17.00, după un program stabilit de operatorul pieței. Tranzacționarea se face anonim, prin două metode:

- la click, prin selecție directă,
- prin corelare automată, de către platforma de tranzacționare, cu și fără intermediere. Intermedierea poate avea loc între doi participanți neeligibili reciproc.

iar ofertele pot fi lansate, retrase sau modificate continuu.

În vederea asigurării transparenței, la sfârșitul zilei de tranzacționare, operatorul pieței va publica pe website-ul său următoarele informații:

- prețul de atribuire și cantitățile aferente ofertelor;
- cel mai mare preț de cumpărare și cel mai mic preț de vânzare pentru fiecare produs;
- detaliile complete ale tranzacțiilor la care prețul a variat cu 10% sau mai mult față de prețul de referință (media tuturor ofertelor) sau prețul tranzacției anterioare;
- detaliile complete ale tranzacțiilor mai mari de 50 MW.

Toate mecanismele de tranzacționare a contractelor descrise în cele de mai sus sunt voluntare.

Piața de energie electrică pentru clienți finali mari

Aceasta este o modalitate de contractare pe termen mediu care se adresează consumatorilor cu consum anual mai mare de 70000 MWh.

Participanții (furnizori, respectiv clienți finali mari) depun ofertele inițiatorie de vânzare sau cumpărare, care trebuie să respecte un contract-cadru stabilit de ANRE și să conțină următoarele date:

- combinație de oferte standard de 10 MW de tip bandă, vârf sau gol de sarcină

- durata de livrare, între 1 și 5 ani, cu datele de începere și finalizare aferente
- prețul de deschidere, urmat eventual de formula de ajustare după primul an de livrare
- criteriile de selecție a participanților ce pot depune oferte de răspuns
- elementele ofertei, altele decât prețul, pe care inițiatorul este dispus să le negocieze în cadrul sesiunii de negociere publică
- criteriile de credibilitate ale inițiatorului

De comun acord cu inițiatorul, operatorul pieței selectează participanții la piață care pot participa la a doua etapă, negocierea publică, ce începe la minim 7 zile după depunerea ofertei inițitoare. Orice participant care îndeplinește condițiile de ofertare poate intra în procesul de selecție pentru oferte de răspuns, inclusiv în timpul perioadei de negociere publică, pe parcursul căreia inițiatorul negociază cu candidații la ofertare condițiile declarate negociabile în oferta inițială, stabilind forma finală a termenilor contractului, pe baza cărora se vor desfășura ședințele de licitație finală.

În termen de minim 7 zile de la stabilirea formei finale a ofertei inițitoare, se desfășoară licitația online pentru selectarea câștigătorilor. Licităția are două faze:

- faza unilaterală, în care participanții introduc oferte de vânzare și cumpărare ce sunt corelate automat de platforma de tranzacționare, în funcție de preț, începând cu cel mai mare pentru ofertele de cumpărare și cu cel mai mic pentru ofertele de vânzare. În timpul acestei sesiuni, inițiatorii nu pot modifica prețurile sau cantitățile din oferte, însă participanții cu oferte de răspuns o pot face. Prețul de adjudecare este stabilit în funcție de prețul ofertelor de cumpărare.
- faza multilaterală, care se declanșează doar dacă ofertele inițitoare nu sunt atribuite în întregime în faza de licitație unilaterală, și în care și participanții inițiatori își pot ajusta ofertele.

După încheierea licitației, operatorul pieței va publica pe pagina sa web în termen de cel mult patru ore de la încheierea fiecărei etape toate datele relevante aferente procesului de tranzacționare.

Piața pe ziua următoare (PZU)

Piața pe ziua următoare (PZU) servește la tranzacționarea cantităților de energie care apar ca diferențe față de volumele contractate de participanții la piață. De exemplu, un producător poate cumpăra de pe piața spot, atunci când nu își poate îndeplini angajamentele asumate din cauza opririi unui grup generator sau poate vinde energie electrică produsă din capacități neangajate prin contract, pentru a obține profit suplimentar. Un furnizor poate cumpăra pe piața spot energie necesară pentru consum, dar neprevăzută în cantitățile deja achiziționate prin contract și poate vinde energie contractată, dar neconsumată.

Participarea la PZU este opțională. Participanții pot transmite o singură ofertă de vânzare și una de cumpărare alcătuită din maxim 25 de perechi cantitate-preț, pentru fiecare interval de tranzacționare de o oră din ziua de livrare, care este ziua

următoare tranzacționării. Ofertele de preț trebuie să se încadreze între limitele maximă și minimă stabilite de OPCOM.

Fiecare pereche preț-cantitate a unei oferte de cumpărare definește prețul unitar maxim, la care participantul este dispus să cumpere o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.

Fiecare pereche preț-cantitate a unei oferte de vânzare definește prețul unitar minim la care participantul la PZU este dispus să vândă o cantitate de energie electrică ce nu depășește cantitatea menționată în perechea preț-cantitate.

În cazul ofertelor de cumpărare, prețurile menționate în perechile preț-cantitate consecutive vor fi constant descrescătoare. În cazul ofertelor de vânzare, ele vor fi constant crescătoare.

După primirea și validarea ofertelor, OPCOM stabilește pentru fiecare interval de tranzacționare curbele cererii și ofertei. Curba cererii se determină prin combinarea într-o singură ofertă a tuturor perechilor preț-cantitate din ofertele de cumpărare validate, sortate în ordine descrescătoare a prețurilor, începând cu perechea cu prețul cel mai mare, până la cea cu prețul cel mai mic. Curba ofertei se va determina prin combinarea într-o singură ofertă a tuturor perechilor cantitate - preț din ofertele de vânzare validate, sortate în ordine crescătoare a prețurilor, începând cu perechea cu prețul cel mai mic, până la cea cu perechea cu prețul cel mai mare.

Prețul pentru ora respectivă se determină la intersecția celor două curbe și se numește preț de închidere a pieței (PIP) (Fig. 3.6).

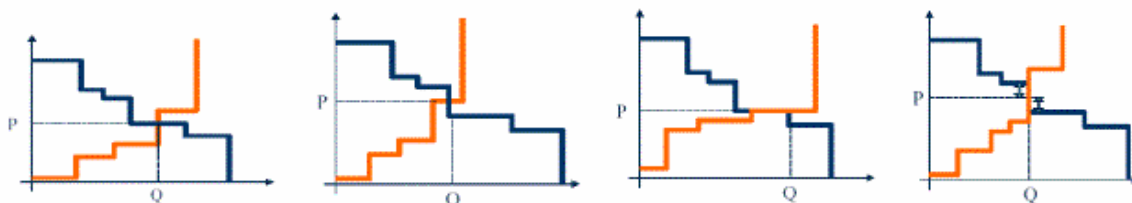


Fig. 3.6 - Stabilirea PIP (sursă imagine [CodCom])

Se acceptă la vânzare cantitățile cu prețul mai mic sau egal decât PIP, iar la cumpărare, cantitățile cu prețul mai mare sau egal cu PIP.

Ofertele acceptate la tranzacționare reprezintă angajamente ferme, iar participanții pot obține informațiile referitoare la propriile tranzacții încheiate în cadrul PZU prin accesarea unui sistem informatic specializat.

Programul tranzacțiilor [CodCom]:

- Ofertele se pot depune până la ora 11.15 a zilei anterioare livrării, numită Ziua de Tranzacționare [OrdANRE53-11].
- Până la ora 12:00, operatorul pieței calculează PIP și informează participanții asupra ofertelor acceptate la tranzacționare
- Până la 12.30, participanții au voie să depună contestații, după care ofertele se consideră acceptate.
- Până la 13:30, operatorul pieței stabilește notificări fizice pe care le va înainta pentru verificare către fiecare părți responsabile cu echilibrarea de care aparțin respectivii participanți.

- După aprobarea notificărilor fizice și acceptarea ofertelor pe PZU, se desfășoară piața de echilibrare.

Piața intrazilnică

Piața intrazilnică (PI), lansată la sfârșitul anului 2013, este o extensie a PZU care permite extinderea intervalului de tranzacționare aferent fiecărei ore din ziua de livrare. Participanții pe PI pot depune oferte de vânzare-cumpărare a energiei electrice începând cu ora 19:00 în ziua anterioară, după încheierea pieței de echilibrare, și până cu două ore înainte începerii intervalului de livrare. Ordinea de merit și prețul de tranzacționare se stabilesc după un mecanism similar celui folosit pe PZU [procANRE-PI].

Piața serviciilor tehnologice de sistem

Piața pentru serviciile de sistem are ca scop tranzacționarea cantităților necesare de putere activă și reactivă necesare pentru asigurarea funcționării optime a SEN.

Codul tehnic al rețelei electrice de transport [CodRT] definește servicii de sistem pentru:

- reglajul de frecvență
- compensarea abaterilor dintre producție și consum
- reglarea tensiunii
- compensarea pierderilor proprii tehnologice
- restaurarea după un colaps zonal sau general

Rezervele de putere pentru reglajul frecvenței se clasifică, în funcție de timpul și modul (manual sau automat) în care pot fi mobilizate, în:

- rezerva de reglaj primar;
- rezerva de reglaj secundar;
- rezerva de reglaj terțiar rapid (rezerva “minut”);
- rezerva terțiară lentă.

Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30 s, la o abatere cvasistaționară a frecvenței de 200 mHz de la valoarea de consemn și trebuie să poată rămâne în funcțiune pe o durată de minim 15 minute. Asigurarea reglajului primar este gratuită și obligatorie pentru toți producătorii cu grupuri dispecerizabile.

Rezerva de reglaj secundar trebuie să poată fi mobilizată integral, automat, într-un interval de maximum 15 minute și participă la reglajul frecvenței și a soldului SEN (echilibrului producție-consum) sau la completarea rezervei primare.

Rezerva terțiară rapidă este furnizată la cererea Transelectrica de către producători și are rolul de a reface rezerva rapidă și a participa la reglajul de frecvență și de sold. Ca și rezerva secundară, trebuie să fie disponibilă în 15 minute.

Rezerva terțiară lentă este furnizată de producători la cererea OTS și completează rezerva terțiară rapidă sau asigură echilibrul între producție și consum pe o perioadă mai lungă.

Reglajul de tensiune este realizat prin trei metode:

- injectarea sau absorbția de putere reactivă de către producători
- compensarea circulațiilor de putere reactivă din rețea de către OTS, distribuitori sau consumatori
- schimburi transfrontaliere

Necesarul de servicii de sistem pentru reglarea frecvenței (putere activă) și a tensiunii (putere reactivă capacitivă și inductivă) este calculat de către operatorul de transport și sistem (OTS) din cadrul Transelectrica pe perioade de timp continue la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic sau doar pe anumite intervale de dispecerizare, iar cantitățile necesare trebuie comunicate în

- trei zile de tranzacționare înainte de începutul Perioadei de Achiziție în cazul în care aceasta este zilnică;
- două săptămâni înainte de începutul perioadei de achiziție în cazul în care aceasta este săptămânală sau lunară și
- o lună înainte de începutul perioadei de achiziție în toate celelalte cazuri.

Ofertarea necesarului de putere activă pentru reglarea frecvenței este obligatorie pentru participanții la piața de echilibrare, iar producătorii sunt obligați să ofere necesarul de reglaj secundar de putere reactivă pentru reglarea tensiunii. OTS poate achiziționa putere reactivă pentru reglajul tensiunii și de la distribuitori. Reglajul primar de tensiune este obligatoriu și gratuit.

Serviciile de sistem pentru acoperirea pierderilor tehnice se achiziționează de către operatorii de rețea prin ofertare publică sau de pe PZU.

Toate procedurile de ofertare trebuie să fie nediscriminatorii și transparente.

Pentru managementul congestiilor interne, necesarul de servicii de sistem se achiziționează de pe piața de echilibrare, sub formă de rezerve de reglaj de putere activă secundară, terțiară și lentă. OTS poate încheia și contracte bilaterale, doar în cazuri extreme, când **[CodCom]**:

- OTS se așteaptă ca restricțiile de rețea între secțiunea respectivă a SEN și restul SEN să apară în mai mult de 10 % din perioada de contractare a rezervei respective;
- restricțiile de rețea pot fi rezolvate doar utilizând cantitățile de rezerve contractate prin contracte bilaterale
- participanții la PE care pot furniza rezerve în respectiva parte a SEN nu sunt mai mult de trei.

Piața de echilibrare

Piața de echilibrare (PE) este coordonată de Operatorul pieței de echilibrare (OPE) din cadrul Transelectrica. Ea are ca scop achiziționarea energiei pentru:

- asigurarea flexibilității și stabilității Sistemului Electroenergetic Național (SEN), coordonată de Operatorul de Transport și Sistem Transelectrica (OTS)
- rezolvarea comercială a restricțiilor de rețea **[CodCom]**.

Pe piața de echilibrare, OTS cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piața deținători de unități/consumuri dispecerizabile, în scopul

compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică.

Pe PE se tranzacționează energia de echilibrare corespunzătoare reglajului

- secundar
- terțiar rapid
- terțiar lent.

Rezerva de reglaj primar (30 sec - 15 minute) pentru reglajul frecvenței este obligatorie și gratuită.

Energia de echilibrare achiziționată se poate folosi pentru

- creșterea de putere (creșterea generării sau scăderea consumului)
- reducerea de putere (prin reducerea producției sau creșterea consumului)

Fiecare participant la piață este obligat să desemneze o Parte Responsabilă cu Echilibrarea (PRE) care să-l reprezinte pe piața de echilibrare și să-și asume eventualele dezechilibre produse de acesta pe piață. PRE trebuie să notifice către OTS toate ofertele de tranzacționare pentru participanții pe care îi reprezintă, pentru toate intervalele de tranzacționare din ziua următoare. Participanții sunt obligați să ofere pe PE toate capacitățile de producție și consumurile dispecerizabile care sunt disponibile după realizarea programării pe PZU, cel puțin la nivelul obligațiilor de asigurare a rezervelor contractate.

Se pot transmite următoarele tipuri de oferte **[CodCom]**:

- Oferte zilnice
- Oferte fixe

Ofertele zilnice pot avea maxim zece perechi preț-cantitate și trebuie date pentru fiecare interval de dispecerizare de o oră din ziua de livrare, pentru fiecare unitate de producție sau consumator dispecerizabil. Ele pot fi pentru creștere de putere și pentru reducere de putere.

Ofertele se pot transmite de la închiderea PZU și până la ora 17.00 a zilei de tranzacționare (ultima zi înaintea livrării). Până la 18.30, operatorul comercial al pieței trebuie să valideze ofertele. Dacă consideră necesar, OTS le poate revizui.

Ofertele fixe se transmit numai pentru reglaj terțiar lent și trebuie să conțină două componente:

- Oferta fixă pentru pornire – prețul pentru care participantul este dispus să pornească un grup generator ori să inițieze reducerea unui consum
- Oferta fixă pentru menținere în rezervă caldă – prețul menținerii în rezervă caldă pentru o unitate de producție timp de o oră. Pentru consumuri, prețul este zero.

Oferta fixă se aplică tuturor intervalelor de dispecerizare din ziua de livrare, și trebuie trimise separat pentru fiecare unitate de producție și consumator dispecerizabil, cu maxim o săptămână înaintea zilei de livrare. Piața se încheie și ofertele sunt trimise operatorului de decontare la ora 19.00 înaintea zilei de livrare.

Piața certificatelor verzi

CertIFICATELE VERZI sunt un mecanism de susținere a producției din resurse regenerabile.

Pot primi certificate verzi următoarele producătorii din:

- Energie hidro din centrale cu o putere instalată de cel mult 10 MW
- Energie eoliană
- Energie solară
- Energie geotermală și gazele combustibile asociate
- Biomasă
- Biolichide
- Biogaz
- Gaz de fermentare a deșeurilor
- Gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate

Producătorii din surse regenerabile primesc în mod diferențiat câte un număr de certificate verzi pentru fiecare MW produs, astfel:

- eolian: 2 CV/MWh (amânat 1) până în 2017 și 1 CV/MWh începând din 2018
- solar: 6 CV/MWh (amânat 2)
- microhidrocentrale: 3 CV/MWh (amânat 1) pentru MHC noi, 2 pentru MHC re tehnologizate și 0.5 CV/MWh pentru MHC neretehnologizate
- restul: 3 CV/ MWh [L220/2008]

Pentru capacitățile de producție puse în funcțiune după anul 2014, se aplică, conform [HG994-13], următoarele cote:

- eolian: 0.5 CV/MWh până în 2017 și 0.25 CV/MWh începând din 2018
- solar: 3 CV/MWh
- microhidrocentrale: 0.7 CV/MWh.

Furnizorii sunt obligați ca o cotă-parte din energia totală achiziționată de pe piață să fie produsă din surse regenerabile sau să fie acoperită de o cantitate corespunzătoare de certificate verzi. Pentru anul 2012, această cotă a fost stabilită la 0.1188 CV/MWh [OrdANRE8-13], iar pentru anul 2013, la 0.224 CV/MWh [OrdANRE24-14].

OPCOM pune la dispoziția participanților la piață două piețe pentru tranzacționarea certificatelor verzi:

- piața contractelor bilaterale a certificatelor verzi (PCBCV)
- piața centralizată a certificatelor verzi (PCCV)

Proiectul de cuplare regională 4M MC

Începând cu 11 noiembrie 2014, după o perioadă de teste, România se alătură funcțional proiectului de cuplare a piețelor de energie electrică din zona Centru-Est, alături de Cehia, Slovacia și Ungaria, realizat în vederea adoptării mecanismului de

tranzacționare cu cuplarea prin preț a piețelor la nivel regional (PCR - Price Coupling of Regions)

În acest scop, începând cu data menționată, intră în vigoare un nou regulament de funcționare al PZU, care aduce o serie de schimbări în procesul de tranzacționare. Cele mai importante noutăți sunt **[prezANRE]**:

- utilizarea algoritmului comun european de calcul al prețurilor pe PZU și al schimburilor transfrontaliere
- modificarea scalelor de preț și introducerea ofertelor negative, corelate cu modelul european
- introducerea ofertelor de tip bloc, pe mai multe ore, de tipul "totul sau nimic"
- utilizarea în tranzacții a fusului orar al Europei Centrale (CET)
- participarea OTS Transelectrica pe piață în calitate de agent de transfer pentru tranzacțiile transfrontaliere
- prețuri prag (minim -150 Euro/MWh și maxim +500 Euro/MWh) – domeniu stabilit de burse, la depășirea căruia se declanșează
 - licitație secundară în scopul de a atenționa participanții cu privire la apariția unei situații severe pe piață și de a le oferi posibilitatea de a participa la relaxarea acesteia prin ajustarea ofertelor - doar în acest sens;
 - decuplarea totală - în cazul în care nu pot fi determinate și validate rezultatele cuplării în fiecare zonă la funcționare independentă;
 - participanții care au în vedere desfășurarea de tranzacții transfrontaliere trebuie să se înregistreze ca participanți și să introducă oferte pentru o licitație explicită de alocare a capacității pentru ziua următoare, denumită licitație-umbră;
 - rezultatele acestei licitații devin aplicabile doar în cazul recurgerii la soluția de decuplare (numită procedura de ultimă instanță).

Bibliografie:

[monogTE] monografia Transelectrica - 10 ani de excelență - 2000 – 2010, coordinator Elena Ratcu

[webOPCOM] www.opcom.ro, site-ul Operatorului Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale din România

[RaportANRE12] Raport ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna decembrie 2012, disponibil online pe www.anre.ro

[RaportANRE14] Raport ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna martie 2014, disponibil online pe www.anre.ro

[Strateg11-35] Elemente de strategie energetică pentru perioada 2011 – 2035 - Direcții și obiective strategice în sectorul energiei electrice - DRAFT I, disponibil online pe www.minind.ro

[webb24] <http://www.business24.ro/articole/microhidrocentrale>

[RapANRE-PR13] RAPORT privind prețurile și cantitățile de energie electrică vândute de producători pe piața reglementată de energie electrică, 2013, disponibil pe www.anre.ro

[RapANRE13] RAPORT național 2013, Autoritatea Națională de reglementare în domeniul energiei, disponibil pe www.anre.ro

[webANRE] www.anre.ro

[OrdANRE30-12] Ordin ANRE 30/2012 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu utilizează dreptul de eligibilitate, disponibil pe www.anre.ro

[RapANRE-P13] Raport ANRE privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna aprilie 2013, disponibil pe www.anre.ro

[OrdANRE8-13] Ordin ANRE 8 /2013 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi pentru anul 2012, disponibil pe www.anre.ro

[OrdANRE24-14] Ordin ANRE 24 /2014 privind stabilirea cotei obligatorii de achiziție de certificate verzi pentru anul 2013, disponibil pe www.anre.ro

[HG 994-13] - Hotărârea de Guvern 994/2013 privind reducerea numărului de certificate verzi disponibil pe www.anre.ro

[CodCom] Codul Comercial al pieței de energie electrică, disponibil online la www.anre.ro

[OrdANRE53-11] Ord. 53 /2011 privind stabilirea termenului-limită de transmitere a ofertelor în ziua de tranzacționare anterioară zilei de livrare, pe Piața pentru ziua următoare de energie electrică, disponibil pe www.anre.ro

[procANRE-PI] Procedura privind funcționarea Pieței Intra-zilnice de energie electrică, Noiembrie 2013, document disponibil pe www.opcom.ro

[codRT] Codul Tehnic al rețelei electrice de transport, disponibil online la www.anre.ro

[L220/2008] Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicata 2010

[prezANRE] Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor, prezentare ANRE