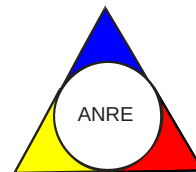




**AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE
REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI**

DIRECȚIA GENERALĂ PIAȚĂ DE ENERGIE ELECTRICĂ



**RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII
PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ
ÎN LUNA IANUARIE 2016**

ANRE depune toate eforturile pentru a prezenta în mod cât mai clar, în acest document, informații bazate pe raportările operatorilor economici. Acest document publicat de **ANRE** are numai scop informativ și educațional; **ANRE** nu este și nu va fi legal responsabilă, în nicio circumstanță, pentru eventualele inadvertențe cu privire la informațiile prezentate și nici pentru folosirea improprie a acestora de către utilizatori.

CUPRINS

I.	PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA	3
II.	PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ	4
1.	Structura schematică a pieței angro	4
2.	Participanții la piața angro de energie electrică	5
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	7
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	9
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți	15
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale	22
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	25
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	30
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	30
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	30
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică	31
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică	34
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora	35
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	37
IV.	OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.....	37
V.	EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA IANUARIE 2016.....	39
VI.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	39

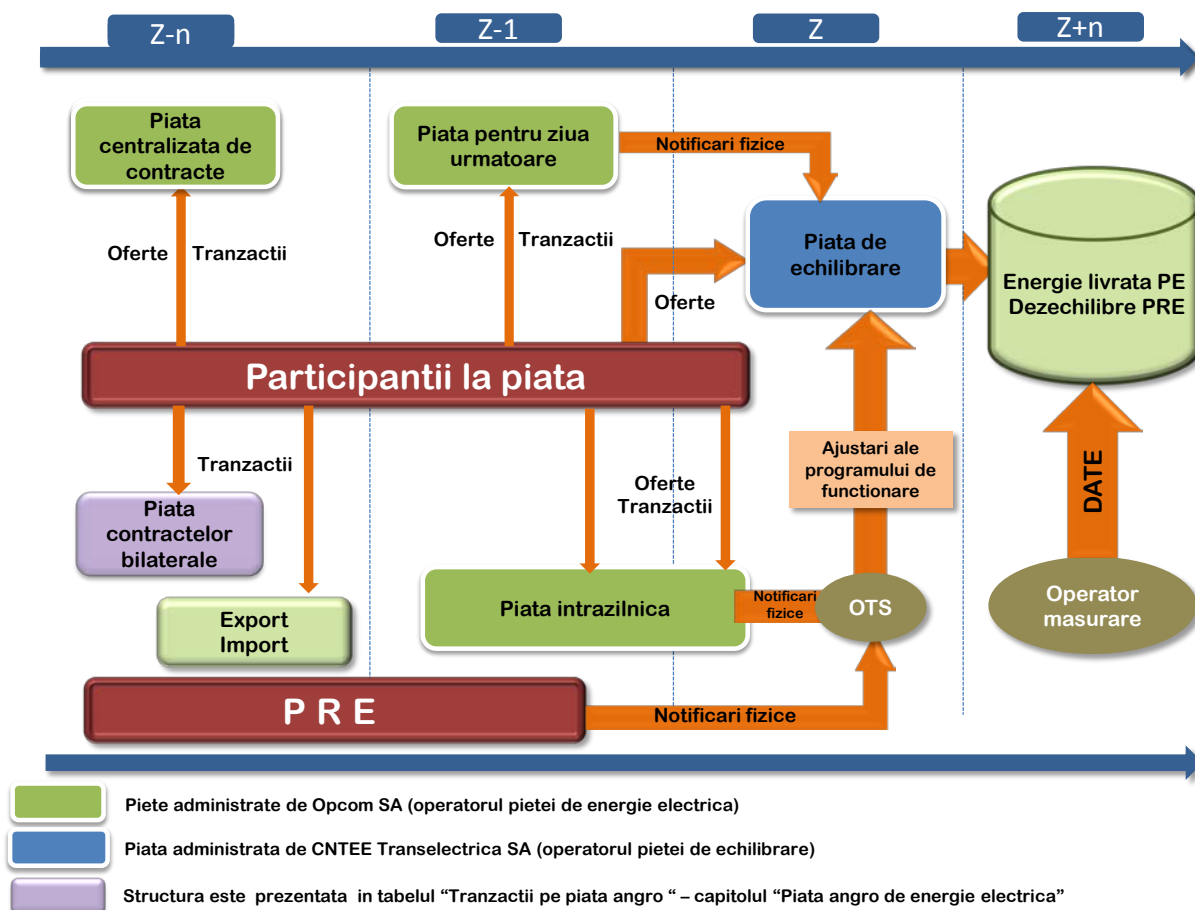
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **HG 365/1998** – ruperea monopolului integrat vertical RENEL prin constituirea unei societăți distincte de distribuție și furnizare a energiei electrice (SC Electrica SA) și a unora de producere a energiei electrice (SC Termoelectrica SA și SC Hidroelectrică SA), în cadrul nou înființatei companii naționale CONEL SA; constituirea SN Nuclearelectrică SA și RAAN - producători de energie electrică;
- organizarea distinctă, în cadrul CONEL, a activităților de transport, sistem și administrare piață de energie electrică și contractualizarea relațiilor dintre operatorii din sector;
- **HG 122/2000** – deschiderea pieței la 10%;
- **HG 627/2000** – desființarea CONEL, filialele sale devenind proprietatea directă a statului, reprezentat de Ministerul Industriei și Comerțului; se înființează CN Transelectrica SA – operator de transport și sistem și OPCOM SA – operator de administrare a pieței de energie electrică, ca filială a sa;
- **septembrie 2000** – lansarea pieței spot obligatorii de energie electrică din România, administrată de OPCOM, filială a CN Transelectrica SA, organizată pe principiul pool-ului;
- **HG 1342/2001** - SC Electrica SA se împarte în 8 filiale de distribuție și furnizare;
- **HG 1524/2002** – SC Termoelectrica SA se reorganizează în entități legale separate de producere a energiei electrice;
- **iulie 2005** – lansarea noului model de piață, bazat pe existența:
 - pieței spot voluntare, cu ofertare de ambele părți și decontare bilaterală;
 - pieței de echilibrare obligatorii, având operatorul de sistem ca singură contraparte;
 - repartizarea responsabilităților financiare ale echilibrării către PRE,
- **HG 644/2005** – deschiderea pieței la 83,5%;
- **noiembrie 2005** – introducerea pieței de certificate verzi;
- **decembrie 2005** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale;
- **martie 2007** – introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale parțial standardizate cu negociere continuă;
- **HG 638/2007** – deschiderea integrală a pieței de energie electrică și gaze naturale;
- **iulie 2007** – stabilirea regulilor pieței de capacități;
- **iulie 2008** – introducerea mecanismului de debit direct și de garantare a tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața pentru ziua următoare (mecanismul de contraparte centrală);
- **august 2008** – finalizarea procesului de separare a activităților de distribuție de cele de furnizare a energiei electrice;
- **august/octombrie 2010** – demararea procesului de alocare bilateral coordonată în urma licitațiilor a capacității de transfer pe liniile de interconexiune ale SEN cu Ungaria și Bulgaria;
- **iulie 2011**
 - introducerea pieței intrazilnice de energie electrică;
 - înființarea, prin **HG 930/2010**, a SC Electrica Furnizare SA prin fuziunea fostelor filiale Electrica Furnizare Muntenia Nord, Electrica Furnizare Transilvania Nord și Electrica Furnizare Transilvania Sud;
- **iunie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Oltenia SA, societate comercială înființată prin **HG 1024/2011**, administrată în sistem dualist prin Directorat și Consiliu de Supraveghere și organizată prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg. Jiu SA, SC Complexul Energetic Turcenii SA, SC Complexul Energetic Rovinari SA și SC Complexul Energetic Craiova SA;
- **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;
- **octombrie 2012** - intrarea în vigoare a Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei;
- **noiembrie 2012** – intrarea pe piața de energie electrică a producătorului SC Complexul Energetic Hunedoara SA, societate comercială înființată prin **HG 1023/2011**, organizată prin fuziunea SC Electrocentrale Deva SA și SC Electrocentrale Paroșeni SA;
- **decembrie 2012** – introducerea cadrului organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari;

- **iulie 2013** – introducerea cadrului organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică;
- **august 2013** – eliminarea tarifului pentru serviciul de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea pentru importul de energie electrică și respectiv a componentei de extragere de energie electrică pentru exportul de energie electrică și a tarifului pentru serviciul de sistem corespunzător;
- **decembrie 2013** – eliminarea tarifului practicat de operatorul pieței de energie electrică pentru energia electrică exportată;
 - certificarea condiționată a CNTEE Transelectrica SA ca operator de transport și sistem a SEN, după modelul operator de sistem independent;
 - aplicarea ultimei etape din calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali noncasnici care nu uzează de dreptul de eligibilitate;
- **august 2014** – certificarea CNTEE Transelectrica SA ca operator de transport și sistem a SEN, după modelul “operator de sistem independent”;
- **octombrie 2014** – intrarea în vigoare a modificărilor și completărilor la Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, stabilite prin Legea nr. 127/2014;
- **noiembrie 2014** – lansarea proiectului de cuplare a piețelor CZ-SK-HU-RO, care integrează piețele de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România;
- **ianuarie 2015** – intrarea în vigoare a noului cadru organizat de tranzacționare pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă, negociere continuă și contracte de procesare;
- **februarie 2015** – implementarea pieței centralizate pentru serviciul universal.

II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței angro



2. **Participanții la piața angro de energie electrică**

Participanții* la piața angro în luna ianuarie 2016 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

Nr. crt.	Denumire
A Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Bepco SRL
2	CET Arad SA
3	CET Govora SA
4	CE Hunedoara SA
5	CE Oltenia SA
6	Contour Global Solutions SRL
7	Ecogen Energy SA
8	Electrocentrale București SA
9	Electrocentrale Oradea SA
10	Electrocentrale Galați SA
11	Electro Energy Sud SRL
12	Enet Focsani SA
13	Lukoil Energy & Gaz Romania SRL
14	Modern Calor SA
15	OMV Petrom SA
16	RAAN
17	SNGN Romgaz SA
18	Rulmenti SA
19	Veolia Energie Iași SRL
20	Veolia Energie Prahova SRL
21	Vest Energo SA
B Producători de energie electrică din surse eoliene care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Alizeu Eolian SA
2	Alpha Wind SRL
3	Arinna Development SRL
4	Blue Line Energy SRL
5	Blue Planet Investments SRL
6	Braila Winds SRL
7	Bridgeconstruct SRL
8	CAS Regenerabile SRL
9	Cernavoda Power SRL
10	Corni Eolian SRL
11	Crucea Wind Farm SRL
12	Dan Holding MGM SRL
13	Eco Power Wind SRL
14	Ecoenergia SRL
15	EDP Renewables Romania SRL
16	Electrica Serv SRL
17	SC Electricom SA
18	Elektra Invest SRL
19	Elektra Wind Power SRL
20	Enel Green Power Romania SRL
21	Energia Verde Ventuno SRL
22	Enex SRL
23	Eol Energy Moldova SRL
24	Eolian Center SRL
25	Eolica Dobrogea One SRL
26	EP Wind Project (ROM) SIX SA
27	Eviva Nalbant SRL
28	Ewind SRL
29	General Concrete Cernavoda SRL
30	Green Energy Farm SRL
31	Holrom Renewable Energy SRL
32	Horia Green SRL
33	Ialomita Power SRL
34	Intertrans Karla SRL
35	Kelavent Charlie SRL
36	Kelavent Echo SRL
37	Land Power SRL
38	LC Business SRL
39	M&M 2008 SRL
40	Mireasa Energies SRL
41	OMV Petrom Wind Power SRL
42	Ovidiu Development SRL
43	Peștera Wind Farm SRL
44	Romconstruct Top SRL
45	Sibioara Wind Farm SRL
46	Smart Clean Power SRL
47	Smartbreeze SRL
48	Soft Grup SRL
49	Tomis Team SRL
50	Ventus Renew Romania SRL
51	Wind Park Invest SRL
52	Windfarm MV I SRL
53	VS Wind Farm SRL

Nr. crt.	Denumire
C Producători de energie electrică pe bază de biomasă care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Bioenergy Suceava SRL
D Producători de energie electrică din surse fotovoltaice care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Blue Sand Investment SRL
2	Caracal Solar Alpha SRL
3	Casa Crang SRL
4	Clue Solar SRL
5	Corabia Solar SRL
6	Cujmir Solar SRL
7	Delta & Zeta Energy SRL
8	Ecosfer Energy SRL
9	Eye Mall SRL
10	Fort Green Energy SRL
11	Foton Epsilon SRL
12	Gama & Delta Energy SRL
13	GPSB Solaris 48 SRL
14	Greenlight Solution SRL
15	Green Vision Seven
16	Izvor de Lumina SRL
17	Kentax Energy SRL
18	Lemar Grup SRL
19	LJG Green Source Energy Alpha SA
20	LJG Green Source Energy Beta SRL
21	LJG Green Source Energy Gamma SRL
22	Long Bridge Milenium SRL
23	Mar-Tin Solar Energy SRL
24	Potelo Solar SRL
25	Power L.I.V.E. One SRL
26	RA-RA PARC SRL
27	Romkumulo SRL
28	Simico Prod Factory SRL
29	Solar Electric Frasinet SRL
30	Solar Future Energy SRL
31	Solprim SRL
32	Spectrum Tech SRL
33	Studina Solar SRL
34	Sun Energy Complet SA
35	Tis Energy SRL
36	Tinmar Green Energy SRL
37	Vanji Mare Solar SRL
38	Varokub Energy Development SRL
39	VIS Solaris 2011 SRL
40	Vrsh Pro Investments SRL
41	WDP Development RO SRL
42	Xalandine Energy SRL
43	XPV SRL
E Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Hidroelectrică SA
F Producător de energie electrică din sursa nucleară	
1	SN Nuclearelectrica SA
G Operator de transport și de sistem	
1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
H Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU	
1	OPCOM SA
I Operatori de distribuție	
1	CEZ Distribuție SA
2	ENEL Distribuție Banat SA
3	ENEL Distribuție Dobrogea SA
4	E.ON Moldova Distribuție SA
5	ENEL Distribuție Muntenia SA
6	FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA
7	FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA
8	FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA
J Furnizori de ultimă instanță	
1	CEZ Vanzare SA
2	ENEL Energie SA
3	E.ON Energie Romania SA
4	ENEL Energie Muntenia SA
5	Electrica Furnizare SA

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna ianuarie 2016

Nr.	Denumire
K	Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro
1	Alpiq Energy SE
2	SC ARV God Technology SRL
3	SC Bit-Reen SRL
4	CEZ as
5	Danske Commodities/s Aarhus
6	Edison Trading Spa
7	Energie Allianz Austria GmbH
8	Energopro Trading EAD
9	SC Energy Market Consulting SRL
10	EVN Trading South East Europe
11	Ezpada SRO
12	Freepoint Commodities Europe Ltd
13	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
14	Holding Slovenske Elektrarne
15	SC Industrial Instal Service SRL
16	Interenergo Energetski, Inzeniring d.o.o.
17	JAS Energy Trading s.r.o.
18	SC Lord Energy SRL
19	MVM Partner Zrt
20	Nis Petrol SRL
21	OMV Trading GmbH
22	SC Photovoltaic Green Project SRL
23	Statkraft Markets GmbH
24	SC Verbund Trading Romania SRL
25	SC Vertis Energy SRL
26	Vitol Gas and Power B.V.

L	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
1	SC A Energy Ind SRL
2	SC Aderro G.P. Energy SRL
3	SC Alpiq RomIndustries SRL
4	SC Alro SA
5	SC Aqua Energia SA
6	SC Areco Power SRL
7	SC Axpo Energy Romania SRL
8	SC Belectric Energy Trading SRL
9	SC Biol Energy SRL
10	SC Ciga Energy SA
11	SC Cotroceni Park SA
12	SC C-Gaz & Energy Distributie SRL
13	SC Curent Alternativ SRL
14	SC CYEB SRL
15	SC EFE Energy SRL
16	SC EFT Furnizare SRL
17	SC Electra Management Supply SRL
18	SC Electrocarbon SA
19	SC Electric Planners SRL
20	SC Electrificare CFR SRL

Nr.	Denumire
M	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
21	SC Electromagnetica SA
22	SC Elsaco Energy SRL
23	SC Elsid SA
24	SC Enel Trade Romania SRL
25	SC Engie Romania SA
26	SC Energy Distribution Services SRL
27	SC Energy Network SRL
28	SC Enol Grup SA
29	SC Entrex Services SRL
30	SC Eolian Project SRL
31	SC E.V.A. Energy SRL
32	SC Fidelis Energy SRL
33	SC Flavus Investiții SRL
34	SC GDM Logistic SRL
35	SC General Com Invest SRL
36	SC Getica 95 COM SRL
37	SC Hermes Energy International SRL
38	SC ICCO Energ SRL
39	SC ICPE Electrocond Technologies SA
40	SC Imperial Development SRL
41	SC Industrial Energy SA
42	SC Inversolar Energy SA
43	SC KDF Energy SRL
44	SC Luxten LC SA
45	SC Menarom PEC SRL
46	SC MET Romania Energy Trade SRL
47	SC Midas&CO SRL
48	SC Monsson Trading SRL
49	SC Neptun SA
50	SC Nova Power&Gas SRL
51	SC P.C. Management & Consulting SRL
52	SC Polimed Energy Trading SRL
53	SC Power Clouds SRL
54	SC QMB Energ SRL
55	SC RCS&RDS SA
56	SC Romelectro SA
57	SC Renovatio Trading SRL
58	SC Repower Furnizare Romania SRL
59	SC Restart Energy One SRL
60	SC Romenergy Industry SRL
61	SC RWE Energie SRL
62	SC Tinmar Energy SA
63	SC Transformer Energy Supply SRL
64	SC Transenergo Com SA
65	SC Three Wings SRL
66	SC UGM Energy Trading SRL
67	SC Verta Tel SRL
68	SC Werk Energy SRL

*Participanții la piața de energie electrică precizați raportează ANRE date tehnice/comerciale conform *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 35/2006, cu modificările și completările ulterioare și *Metodologiei de monitorizare a pieței cu amănuntul*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 60/2008, cu modificările și completările ulterioare. Tabelul nu include părțile responsabile cu echilibrarea. Lista acestora, actualizată la zi, se află pe site-ul operatorului pieței de echilibrare, CNTEE TRANSELECTRICA SA, www.transelectrica.ro

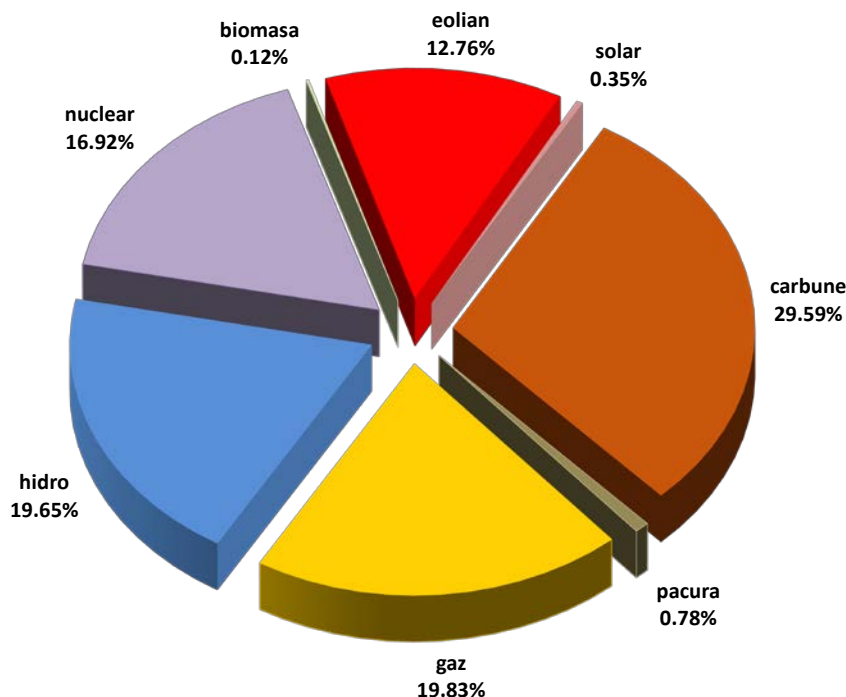
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate pe următoarele categorii de putere:

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

Furnizorii de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro sunt deținători de licență de furnizare de energiei electrice care au activat doar pe piața angro sau deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică, emisă în conformitate cu Ordinul președintelui ANRE nr. 13/2015 privind aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru activitatea traderului de energie electrică.

3. Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse

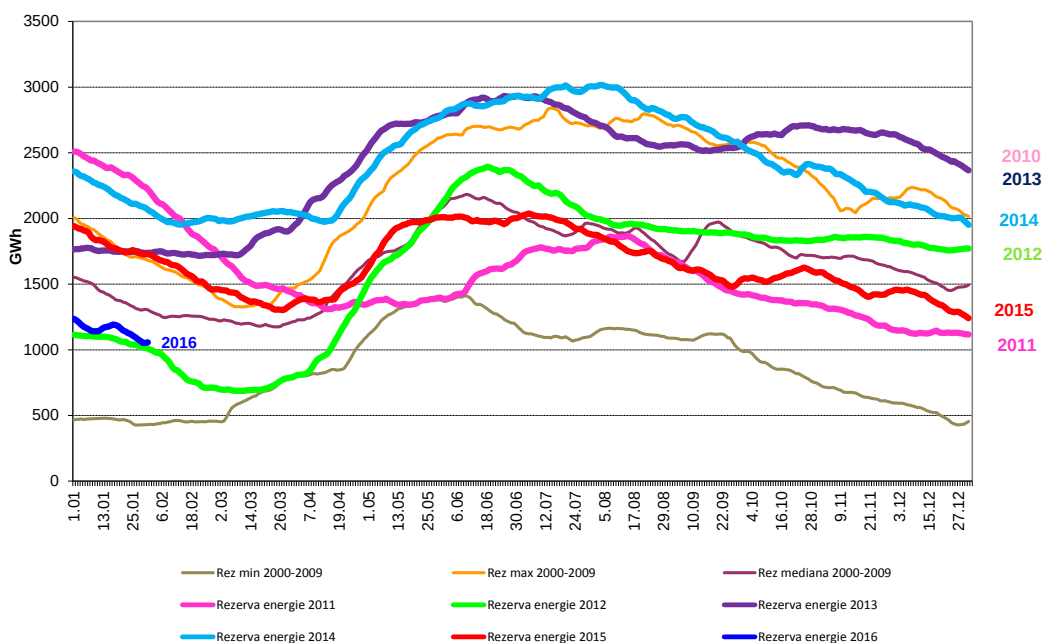
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile
- Ianuarie 2016 -



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

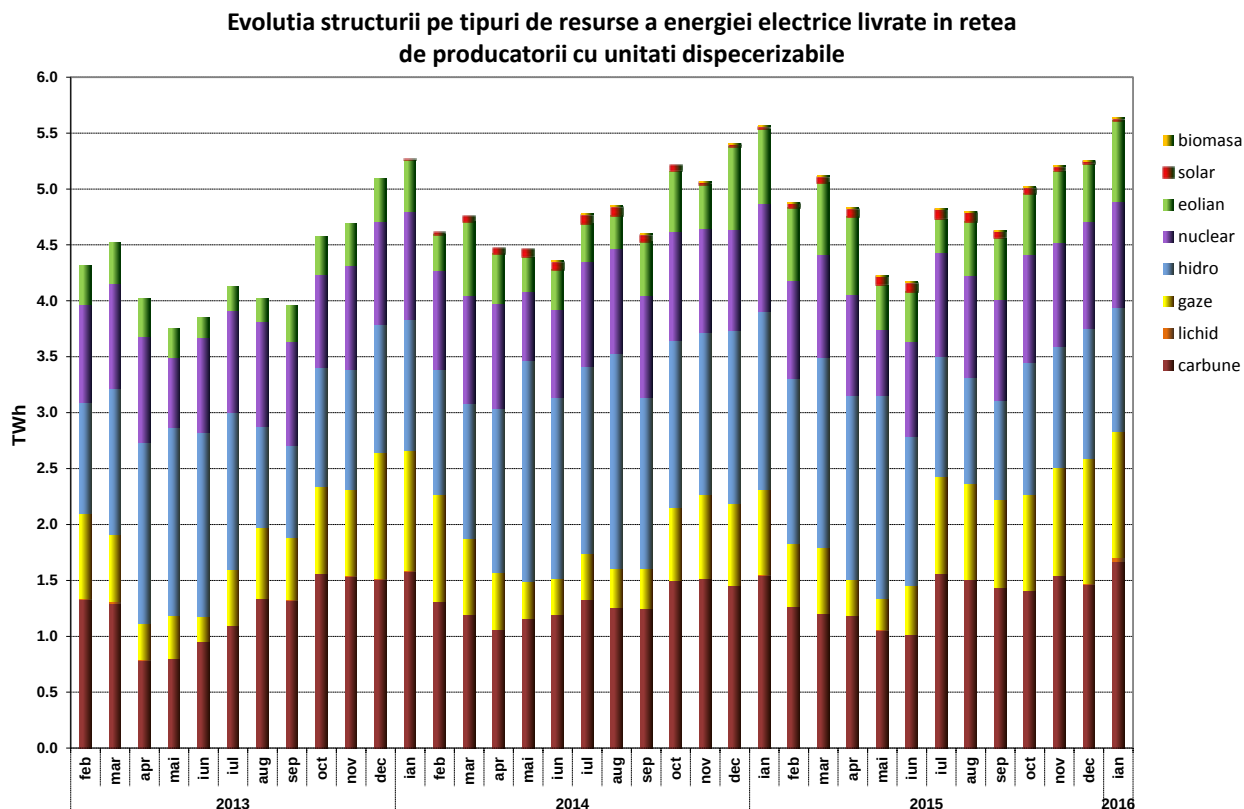
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna ianuarie 2016, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 6 ani, precum și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000-2009, sunt prezentate în graficul următor:

Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei de energie zilnice în principalele lacuri de acumulare



Sursa: Raportările lunare ale Hidroelectrica S.A. – prelucrare SMPE

Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii ianuarie 2016, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Ian 2015	Ian 2016	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100
1	Energia electrică produsă	TWh	5,98	6,08	101,67
2	Energia electrică livrată	TWh	5,57	5,64	101,26
3	Import	TWh	0,31	0,23	74,20
4	Export	TWh	0,99	0,87	87,88
5	Consumul Intern (2+3-4)	TWh	4,89	4,99	102,05
6	Consumul clienților casnici alimentați în regim de SU	TWh	1,13	1,16	102,66
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	2,93	2,94	100,35
7.1	alimentați în regim de SU și UI	TWh	0,25	0,17	68,00
7.2	alimentați în regim conc.	TWh	2,68	2,77	103,36
8	Energia electrică la care se aplică tarif introducere în rețea	TWh	5,53	5,55	100,37
9	Energia electrică la care se aplică tarif extragere din rețea	TWh	4,91	4,95	100,82
10	CPT realizat transport	TWh	0,10	0,09	90,00
11	Energia termică produsă pentru livrare	Tcal	2110,57	2155,93	102,15
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1699,57	1811,08	106,57

Notă: 1. Energia produsă și energia livrată sunt prezentate în conformitate cu raportările titularilor de licență de producere monitorizați - producătorii care exploatează grupuri electrice dispecerizabile, după cum sunt definite în Regulamentul de programarea unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul 32/2013;
2. Datele prezentate în tabel nu includ energia furnizată clienților finali racordați la barele centralelor (pozițiile 6 și 7);
3. Cantitățile importate/exportate nu includ tranzitele și schimburile transfrontaliere de energie electrică realizate de CNTEE Transelectrica SA cu sistemele electroenergetice vecine în vederea echilibrării sistemului;
4. Energia electrică pentru care se aplică tariful de introducere în rețea corespunde energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 89/2013); în trei dintre zonele de introducere în rețea, tarifele zonale au valoare zero, conform Ordinului președintelui ANRE nr. 89/2015);
5. Consumul clienților casnici în regim de SU (Serviciu Universal) reprezintă consumul de energie electrică facturată la tarif reglementat și respectiv la tarif CPC.

4. Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică

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

O dată cu intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, structura pieței angro a fost modificată substanțial, prin introducerea obligativității desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică. Astfel, tranzacțiile încheiate între participanții la piața angro de energie electrică după intrarea în vigoare a Legii trebuie să se încheie exclusiv în urma participării la una din piețele centralizate organizate la nivelul operatorului de piață de energie electrică (Opcom SA), singurul deținător de licență ANRE pentru derularea respectivei activități. Piețele centralizate funcționale în prezent sunt PZU – piața pentru ziua următoare, PI - piața intrazilnică, noul cadru organizat pentru tranzacționarea în regim concurențial a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), prin negociere continuă (PCCB-NC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC), PC-OTC - piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică, PMC - piața de energie electrică pentru clienții finali mari și PCSU – piața centralizată pentru serviciul universal.

În afara piețelor centralizate existente, care asigură caracterul transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu al pieței concurențiale de energie electrică stipulat în Lege, se derulează tranzacții pe bază de contracte cu cantități și prețuri reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță, contracte de export și de import de energie electrică și contracte bilaterale negociate direct încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii, aflate încă în derulare.

Prin intrarea în vigoare a Legii nr. 23/2014 care modifică și completează Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și prin modificările aduse ulterior de Legea nr. 122/2015, mai pot încheia contracte bilaterale negociate direct și producătorii din surse regenerabile de energie:

- care dețin centrale beneficiare ale sistemului de promovare, cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe producător și cel mult 2 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe biomasă, dar numai cu furnizorii clienților finali;
- care dețin centrale beneficiare ale sistemului de promovare, cu puteri instalate cuprinse între 1-3 MW pe producător, respectiv între 2-3 MW pe producător pentru cogenerare de înaltă eficiență pe bază de biomasă, cu condiția să se încadreze în categoria întreprinderilor mici și mijlocii, conform prevederilor Legii nr. 346/2004.

În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate și prețurile medii realizate pe principalele componente ale pieței angro și tipuri de contracte în luna analizată, comparativ cu luna anterioară și cu cea similară din anul anterior. Volumele agregate și prețurile medii din contractele negociate sunt cele declarate de operatorii economici pe propria răspundere și ar trebui, cu excepția celor încheiate în baza Legilor nr. 23/2014 și 122/2015, să corespundă

contractelor încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, aflate încă în derulare la momentul raportării.

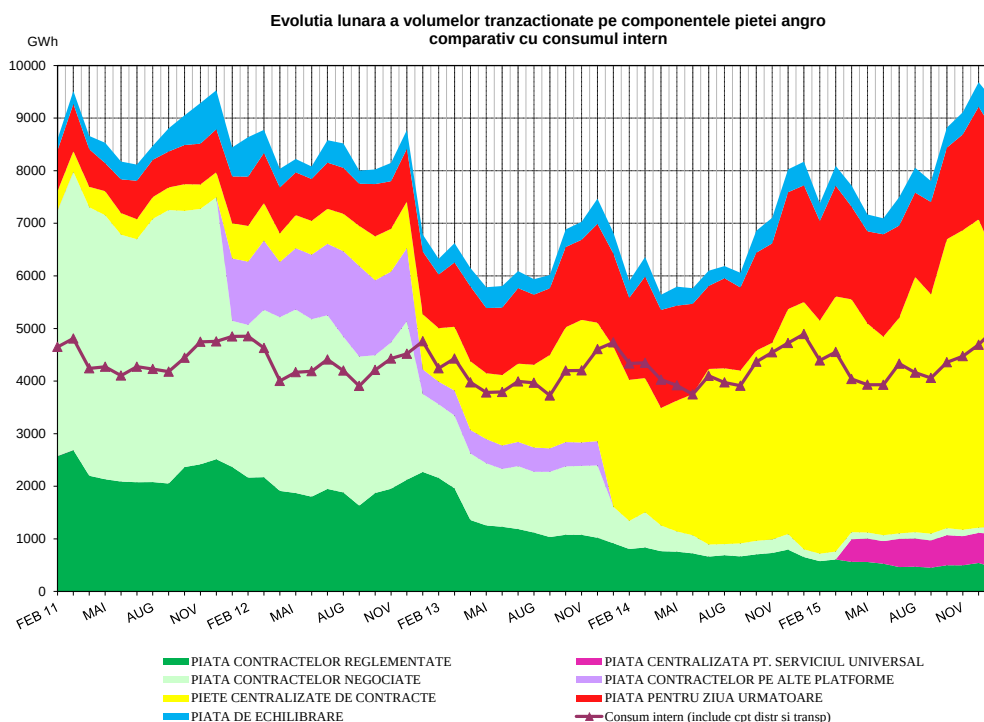
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Decembrie 2015	Ianuarie 2016	Ianuarie 2015
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	641	584	801
preț mediu (lei/MWh)	139,21	146,69	145,35
% din consumul intern	13,7	11,7	16,4
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	542	451	654
preț mediu (lei/MWh)	136,50	144,29	142,82
% din consumul intern	11,6	9,0	13,4
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	99	134	147
preț mediu (lei/MWh)	154,15	154,81	156,64
% din consumul intern	2,1	2,7	3,0
2. EXPORT			
volum ²⁾ (GWh)	1024	875	991
preț mediu (lei/MWh)	172,97	179,70	174,68
% din consumul intern (%)	21,8	17,5	20,3
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	5862	5147	4702
preț mediu (lei/MWh)	167,39	167,44	173,02
% din consumul intern	125,0	103,2	96,1
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	3112	2223	2861
preț mediu (lei/MWh)	161,61	161,36	168,60
% din consumul intern	66,3	44,6	58,5
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	693	1077	880
preț mediu (lei/MWh)	168,54	173,00	181,83
% din consumul intern	14,8	21,6	18,0
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	2057	1847	961
preț mediu (lei/MWh)	175,41	171,50	178,08
% din consumul intern	43,8	37,0	19,6
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	573	642	-
preț mediu (lei/MWh)	181,41	182,83	-
% din consumul intern	12,2	12,9	-
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2141	2350	2219
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	185,04	184,38	177,51
% din consumul intern	45,6	47,1	45,3
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	11,14	11,4	2,9
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	110,21	141,53	138,39
% din consumul intern	0,2	0,2	0,1

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Decembrie 2015	Ianuarie 2016	Ianuarie 2015
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	465	594	450
% din consumul intern	9,9	11,9	9,2
volum tranzacționat la creștere (GWh)	328	439	345
preț mediu de deficit (lei/MWh)	285,20	323,57	248,51
volum tranzacționat la scădere (GWh)	137	155	105
preț mediu de excedent (lei/MWh)	30,90	45,71	14,27
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	4691	4989	4892

1. Vânzările pe contracte negociate nu cuprind contractele de furnizare pe piața cu amănuntul sau cele de export, acestea din urmă fiind identificate separat;
2. Informațiile de cantitate și preț aferente contractelor de export sunt cele raportate de participanții la piața angro și includ atât cantitățile exportate de singurul producător care a realizat acest tip de activitate (raportate în afara machetei de monitorizare) cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri existând mici diferențe;
3. Informațiile lunare sunt cele raportate de operatorii economici monitorizați, aferente energiei electrice livrate în luna de raportare și se referă atât la tranzacțiile încheiate anterior pe PCCB respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 6/2011) cât și la cele încheiate pe PCCB-LE și respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2014);
4. Prețul mediu lunar publicat în tabel este calculat ca medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței și este publicat de Opcom SA; prețul mediu lunar calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare a fost în luna ianuarie 2016 de 189,06 lei/MWh și este, de asemenea, publicat de Opcom SA;
5. Prețul mediu lunar este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate lunare publicate de Opcom SA.

Raportarea cantităților de energie electrică tranzacționate la consumul intern, utilizată în tabelul anterior, este de natură să ofere o referință pentru aprecierea dimensiunilor acestora. Prețurile prezentate includ doar componenta de introducere în rețea a tarifului de transport, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând și comparația cu luna anterioară.

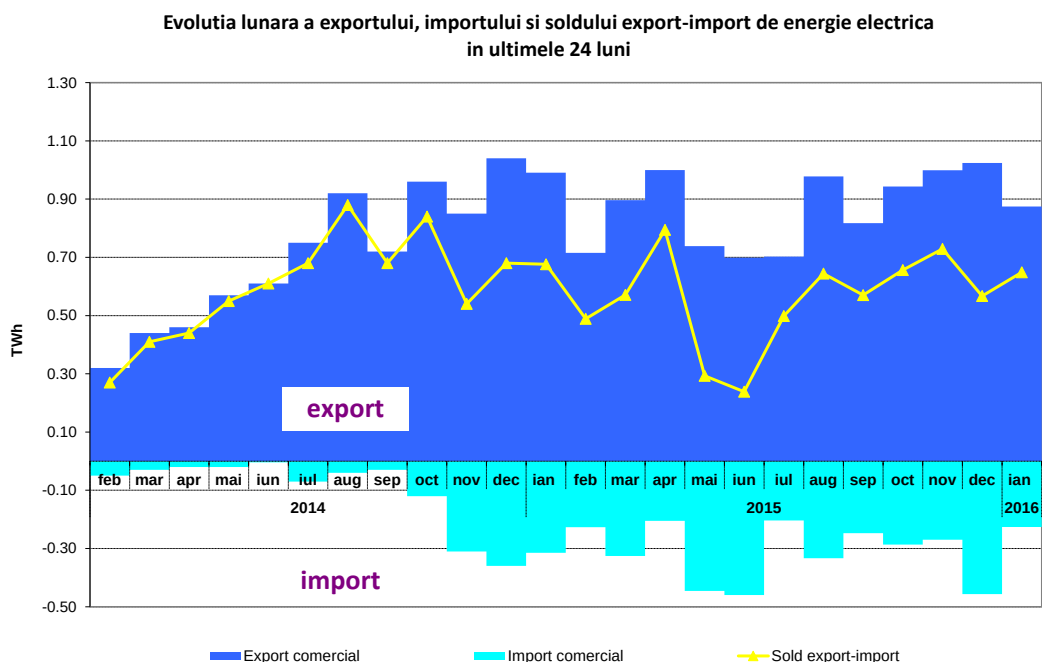
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada februarie 2011 – ianuarie 2016, este prezentată în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor economici participanți la piața angro, OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Notă: Volumele tranzacționate pe piața contractelor bilaterale negociate, prezentate în graficul anterior, nu includ cantitățile contractelor de export.

În graficul următor se prezintă valorile lunare ale exportului și importului comercial precum și ale soldului export-import în ultimele 24 de luni:

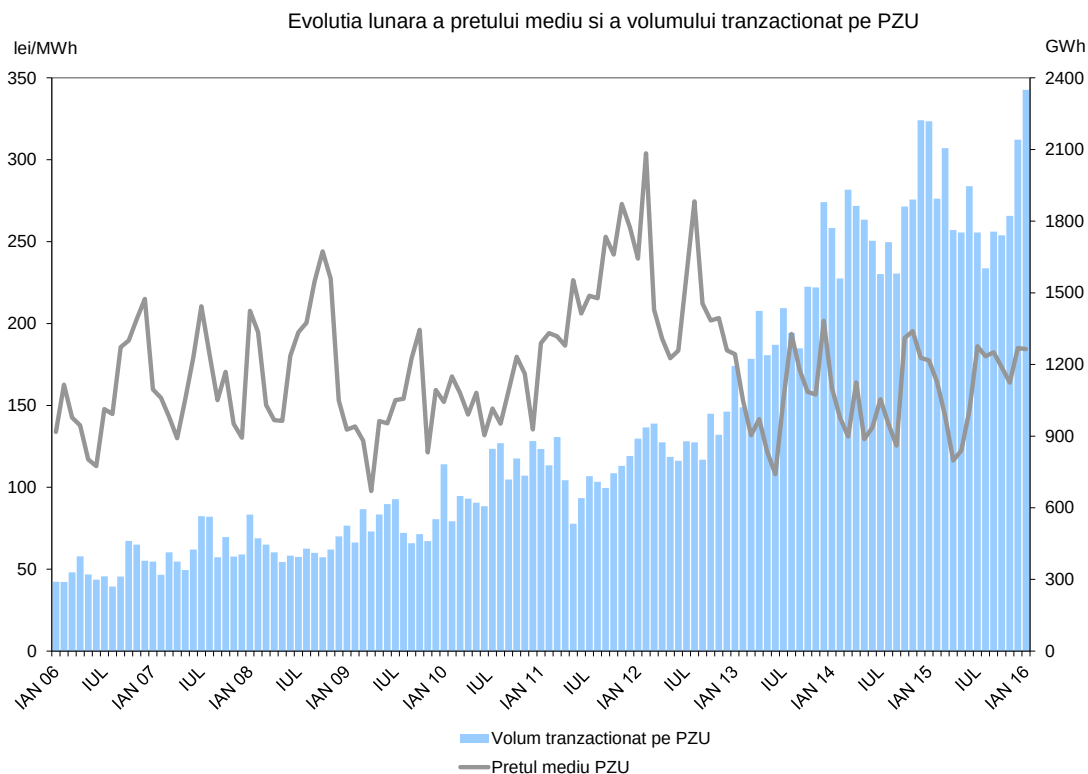


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

În tabelul următor sunt detaliate tranzacțiile de export și de import comercial pentru energia electrică extrasă/introdusă din/în rețeaua de transport. Acestea cuprind și tranzacțiile de energie electrică realizate de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Rolul agentului de transfer se reflectă în transferul fizic și comercial al energiei electrice, pe relația import/export, pe liniile de interconexiune cu Ungaria.

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	Decembrie 2015	Ianuarie 2016	Ianuarie 2015
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	1024	875	991
preț mediu (lei/MWh)	172,96	179,70	174,68
% din consumul intern	21,8	17,5	20,3
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	2	54	9
preț mediu (lei/MWh)	191,33	168,09	202,12
% din consumul intern	0,04	1,1	0,2
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	457	226	315
preț mediu (lei/MWh)	178,59	192,50	161,97
% din consumul intern	9,7	4,5	6,4
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	377	181	204
preț mediu (lei/MWh)	182,72	183,68	163,40
% din consumul intern	8,0	3,6	4,2

În figura următoare sunt prezentate volumele și prețurile medii lunare corespunzătoare tranzacțiilor încheiate pe PZU, începând cu ianuarie 2006:



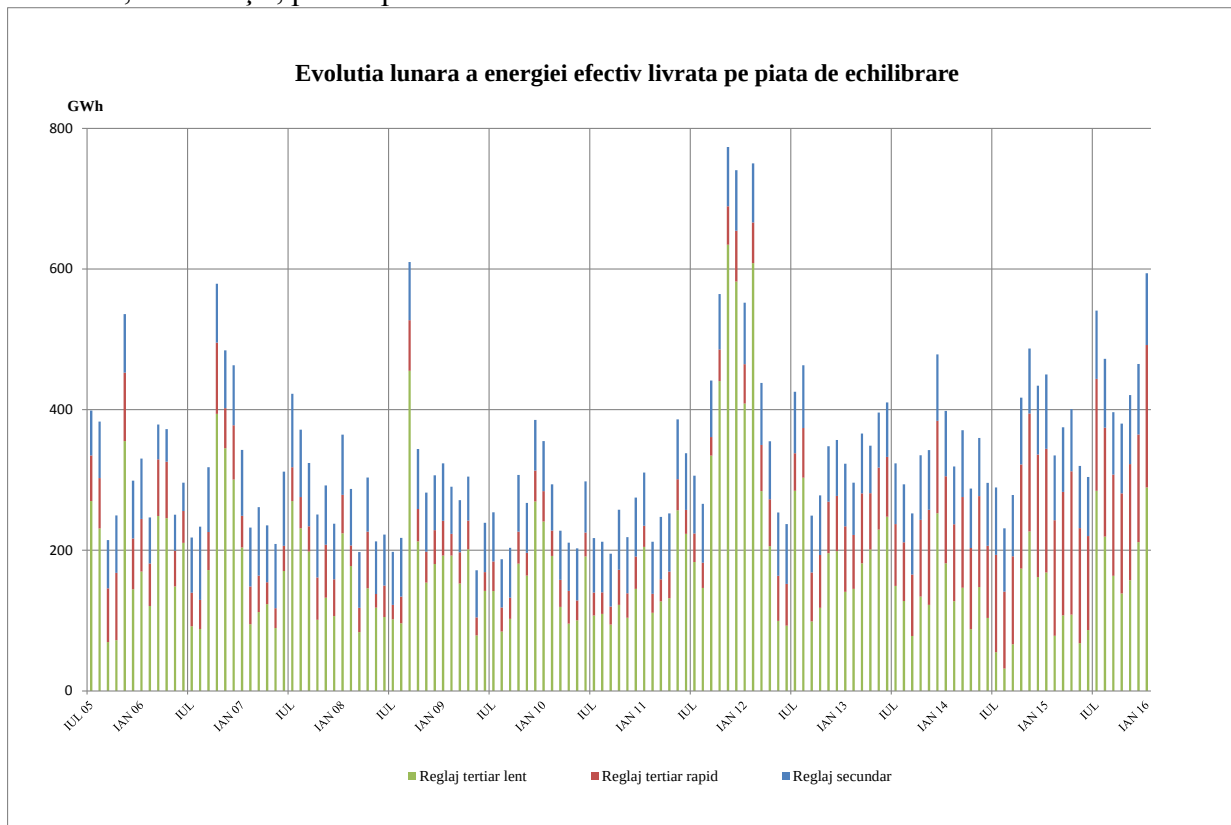
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna ianuarie 2016, este prezentată în tabelul următor:

Ianuarie 2016	Energie de echilibrare angajată (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrată (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	102	102	
creștere	50	50	
scadere	52	52	
Reglaj terțiar rapid	215	203	6
creștere	111	107	4
scadere	103	96	7
Reglaj terțiar lent	296	289	2
creștere	288	282	2
scadere	8	7	3
TOTAL	613	594	
creștere	450	439	
scadere	163	155	
CONSUM INTERN		4989	
% volum tranzacționat din consumul intern		11.9%	

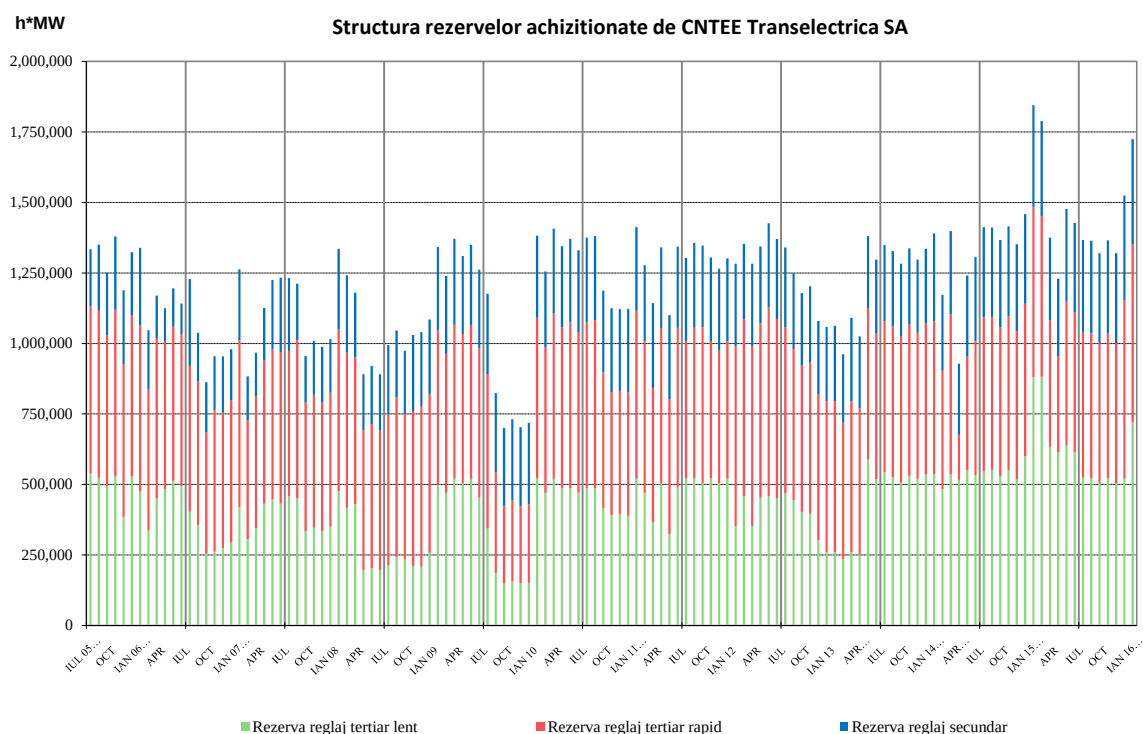
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2016:



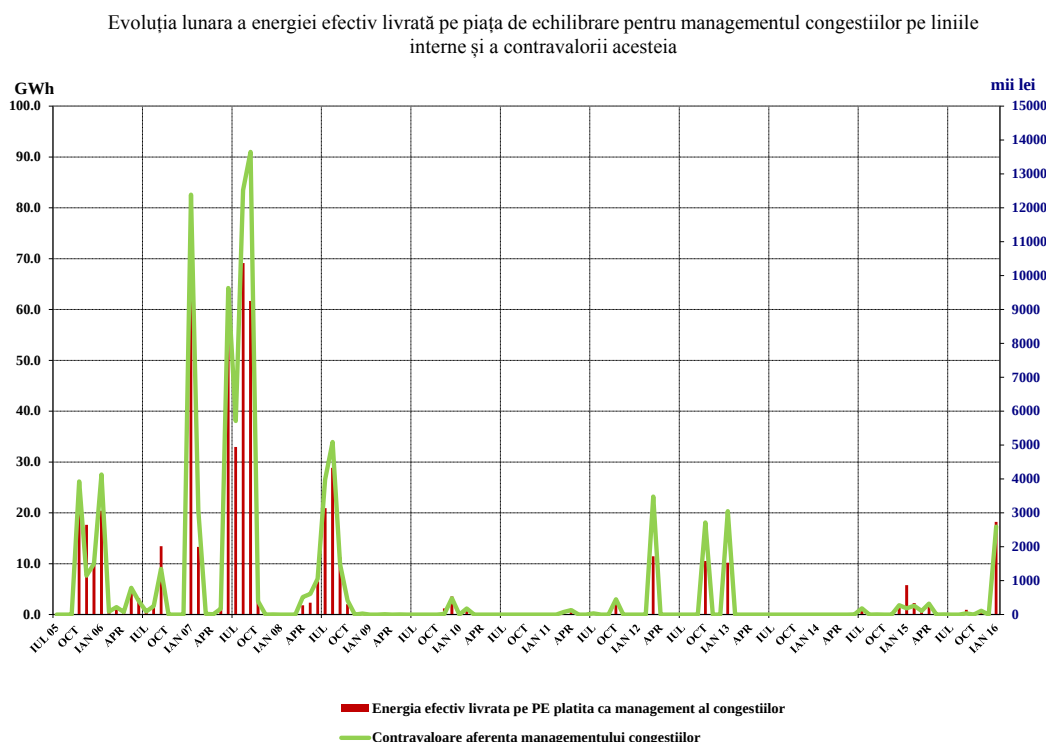
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem-STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Tranelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – ianuarie 2016:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Graficul următor prezintă evoluția lunară a energiei utilizate pentru managementul congestiilor (cantitatea de energie tranzacționată de operatorul de transport pe piața de echilibrare pentru rezolvarea situațiilor de congestii în rețeaua de transport), începând cu iulie 2005, precum și contravaloarea tranzacțiilor efectuate în acest scop de CNTEE Transelectrica S.A.



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

5. Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți

Producători

În luna ianuarie 2016, structura obligațiilor de vânzare contractate înainte de intervalul de livrare ale producătorilor participanți la piața angro care sunt deținători ai unor unități de producere dispecerizabile a fost următoarea:

Tip tranzacție	- GWh -	
	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
0	1	2
Reglementat către FUI, producător hidro	451,81	214,95
Reglementat către FUI, producător nuclear	201,92	235,62
Negociat, la furnizori	121,22	133,54
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	3017,32	2884,01
PCCB-LE	1932,57	1578,89
PCCB-NC	861,03	907,87
PC-OTC	223,72	397,25
PCSU	-	498,06
PZU	1605,29	1672,83
PI	1,99	9,44
Export	0*	0
Contracte de furnizare la clienți finali	281,37	236,18
Total	5680,92	5884,66

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

* pentru luna ianuarie 2015, un producător a raportat, în afara machetelor de monitorizare, tranzacții de vânzare pe piața din Ungaria de 7440 MWh

Furnizori

În luna ianuarie 2016, pe piața de energie electrică au activat 99 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia 26 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind deja deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică) și 73 sunt furnizori care au activitate și pe PAM (inclusiv furnizorii de ultimă instanță care acționează atât pe segmentul reglementat, cât și pe segmentul concurențial al PAM).

Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

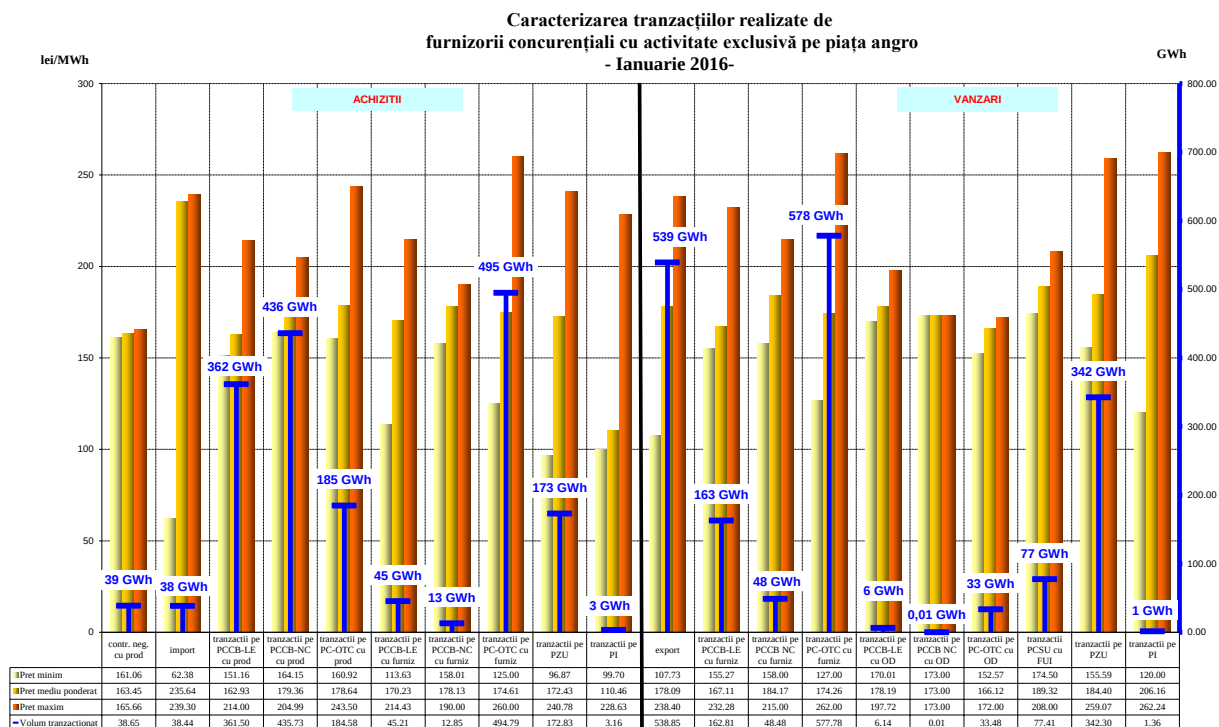
Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi numai pe PAN, prezentând structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna ianuarie 2016, comparativ cu perioada similară din anul 2015:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
Achiziții		
import	78,49	38,44
tranzacții negociate cu alți furnizori	3,36	0,00
tranzacții negociate cu producători	39,79	38,65
tranzacții pe PCC, din care:	1333,27	1534,66
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	509,61	361,50
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	189,57	435,73
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	141,14	184,58
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	90,31	45,21
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	11,16	12,85
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	391,48	494,79
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014)*	0,22	0,00
tranzacții pe PZU	135,02	172,83
tranzacții pe PI	0,66	3,16
Vânzări		
export	726,02	538,85
tranzacții negociate cu alți furnizori	3,36	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	594,41	828,70
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,34	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	74,35	162,81
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	48,48
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	434,60	577,78
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	68,64	6,14
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	0,01
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	16,48	33,48
tranzacții PCSU cu FUI	-	77,41
tranzacții pe PZU	263,98	342,30
tranzacții pe PI	0,58	1,36

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care **nu** îndeplinesc prevederile Legii nr.23/2014 cu modificările și completările ulterioare

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna ianuarie 2016 de către furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos se prezintă informații agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna ianuarie 2016, comparativ cu perioada similară a anului 2015:

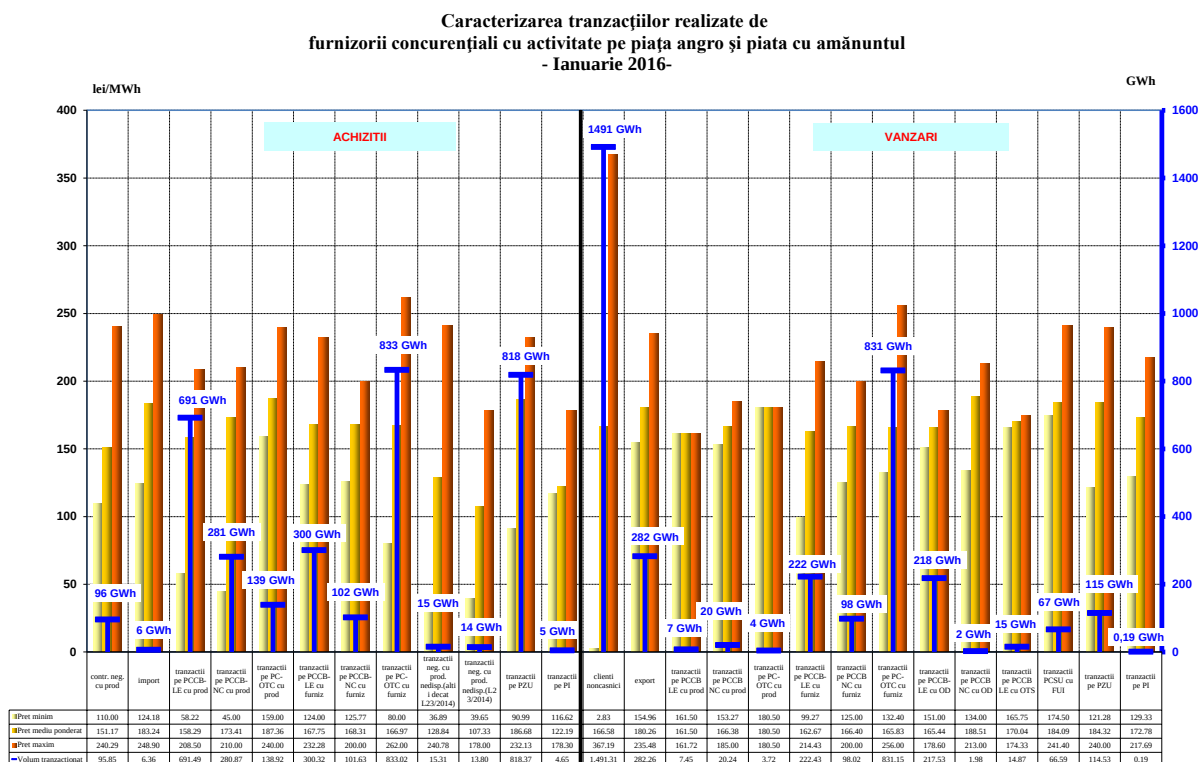
Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
Achiziții		
import	24,21	6,36
tranzacții negociate cu alți furnizori	22,32	0,00
tranzacții negociate cu producători	83,26	95,85
tranzacții pe PCC, din care:	1778,56	2346,25
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	759,55	691,49
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	432,63	280,87
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	30,82	138,92
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	255,17	300,32
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	8,16	101,63
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	292,24	833,02
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	28,73	15,31
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	5,31	13,80
tranzacții pe PZU	826,02	818,37
tranzacții pe PI	0,99	4,65

Vânzări		
export	234,13	282,26
tranzacții negociate cu alți furnizori	22,32	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1008,57	1417,37
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	15,62	7,45
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	20,24
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	3,72
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	449,26	222,43
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	19,32	98,02
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	286,12	831,15
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	31,19	14,87
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	207,06	217,53
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	0,00	1,98
tranzacții pe PCSU cu FUI	-	66,59
tranzacții pe PZU	125,04	114,53
tranzacții pe PI	0,26	0,19
clienți noncasnici	1495,51	1491,31

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care nu se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

**tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna ianuarie 2016 de către furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Furnizori de ultimă instanță

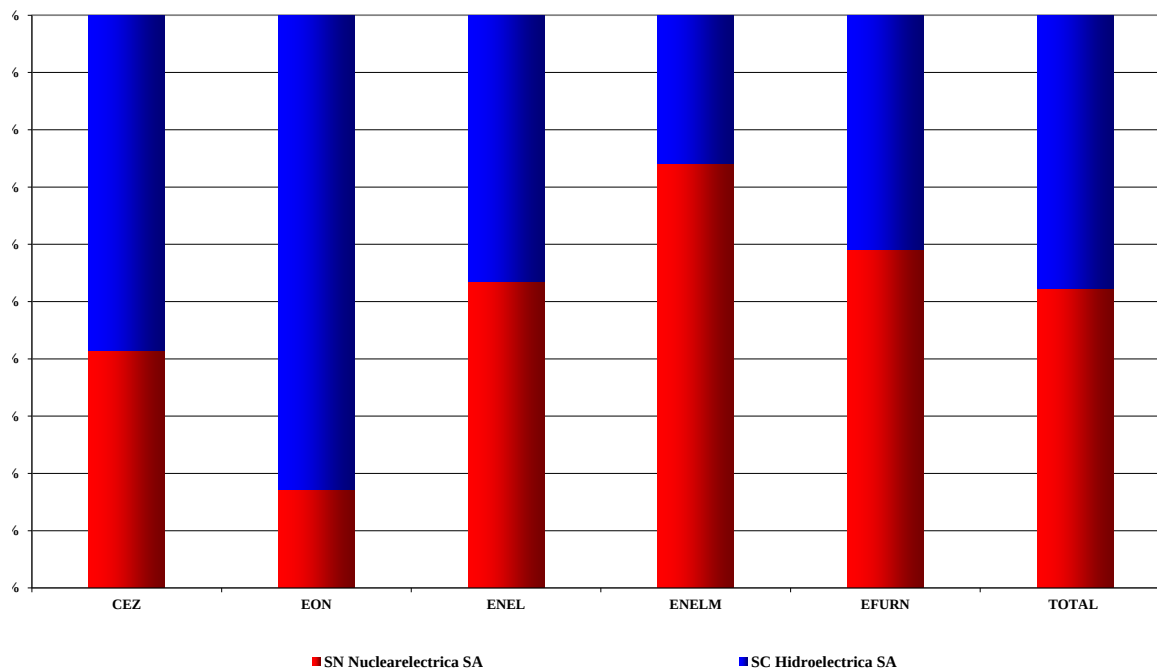
Structura achiziției totale de energie electrică pe PAN a furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea clienților casnici (în regim reglementat și SU) și a clienților noncasnici (în regim de SU și UI) este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2016 comparativ cu perioada similară a anului 2015:

-GWh-		
Structură achiziție totală furnizori de ultimă instanță pentru segmentul reglementat, SU și UI al PAM	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
contracte reglementate cu producători	653,72	450,60
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,01	0,02
tranzacții PCC, din care:	399,82	30,64
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	145,87	15,57
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	147,18	12,63
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	6,08	0,95
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	88,17	0,47
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	0,10
- tranzacții pe PC-OTC de la furnizori	12,53	0,93
tranzacții PCSU, din care:	-	642,06
- tranzacții PCSU cu producători		498,06
- tranzacții PCSU cu furnizori		144,00
tranzacții pe PZU	348,30	274,53

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Detalierea achiziției de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță, pe contractele reglementate încheiate cu principalii producători, în ianuarie 2016 este prezentată în graficul următor:

Achiziția de energie electrică pe contracte reglementate a furnizorilor de ultimă instanță de la principalii producători pentru consumatorii alimentați în regim reglementat
IANUARIE 2016



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPE

Furnizorii de ultimă instanță prezintă separat în factura clienților “Componenta de piață concurențială” – (CPC), propusă de fiecare furnizor de ultimă instanță și avizată de ANRE, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a prețurilor și tarifelor la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate; CPC se regăsește de la 01 iulie 2013 și în facturile clienților casnici și celor asimilați clienților casnici. În scopul reducerii diferențelor dintre prețurile de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea consumului facturat la tarif CPC pentru furnizorii de ultimă instanță, ANRE a elaborat în iulie 2014 cadrul de reglementare al PCSU, iar operatorul pieței de energie electrică, OPCOM SA, a implementat mecanismul corespunzător de tranzacționare devenit operațional în aprilie 2015. Începând cu această dată, achiziția necesarului de energie electrică prognozat pentru facturare la tarif CPC se realizează centralizat pe platforma PCSU, iar diferența dintre facturat și prognozat se tranzacționează pe PZU și PI. Pentru acoperirea consumului clienților finali alimentați în regim de ultimă instanță, energia electrică necesară se achiziționează de pe platformele centralizate PCCB-LE, PCCB-NC, PC-OTC, PZU și PI.

Structura achiziției de energie electrică pe PAN a furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru SU, este prezentată în tabelul următor pentru luna ianuarie 2016 comparativ cu perioada similară a anului 2015:

-GWh-

Structură achiziție furnizori de ultimă instanță pentru SU	Ianuarie 2015		Ianuarie 2016	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:	339,68	175,18	-	
- PCCB-LE cu producători	118,80	171,24		
- PCCB-NC cu producători	130,24	182,19		
- PC-OTC cu producători	3,72	179,00		
- PCCB-LE cu alți furnizori	75,77	168,77		
- PC-OTC cu alți furnizori	11,16	177,50		
tranzacții PCSU, din care:	-		642,06	182,83
- PCSU cu producători			498,06	181,65
- PCSU cu alți furnizori			144,00	186,90
tranzacții PZU	175,40	205,57	143,37	206,32
TOTAL	515,081	185,53	785,43	187,12

În tabelul următor este prezentată structura tranzacțiilor de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), corespunzătoare segmentului concurențial al PAM, în luna ianuarie 2016 comparativ cu perioada similară a anului 2015:

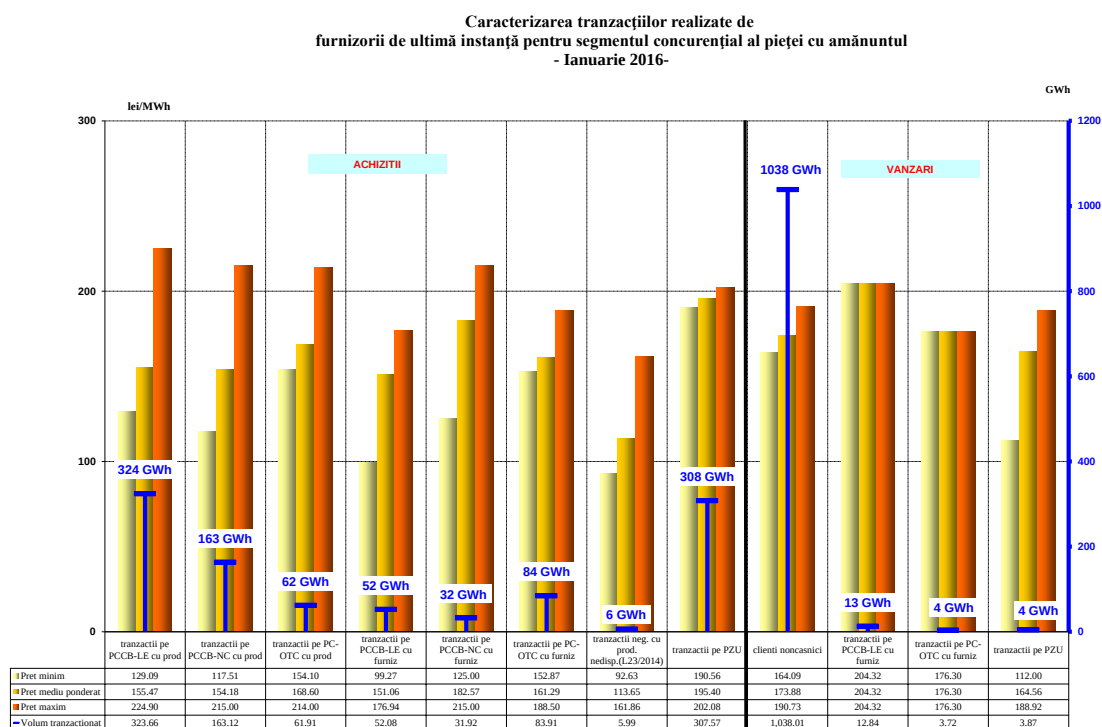
- GWh -

Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
Achiziții		
tranzacții pe PCC, din care:	598,18	716,60
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	346,35	323,66
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	35,46	163,12
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	42,28	61,91
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	149,62	52,08
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	31,92
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	24,47	83,91
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	0,25	5,99
tranzacții pe PZU	379,58	307,57

Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	81,98	20,28
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	59,66	12,84
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	000	3,72
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	22,32	0,00
tranzacții pe PZU	0,42	3,87
clienți noncasnici	903,58	1038,01

**tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispeserizabili care se încadrează în prevederile Legii nr.23/2014 modificată și completată prin Legea nr. 122/2015, legi care modifică și completează Legea nr. 220/2008

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna ianuarie 2016 de către furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPE

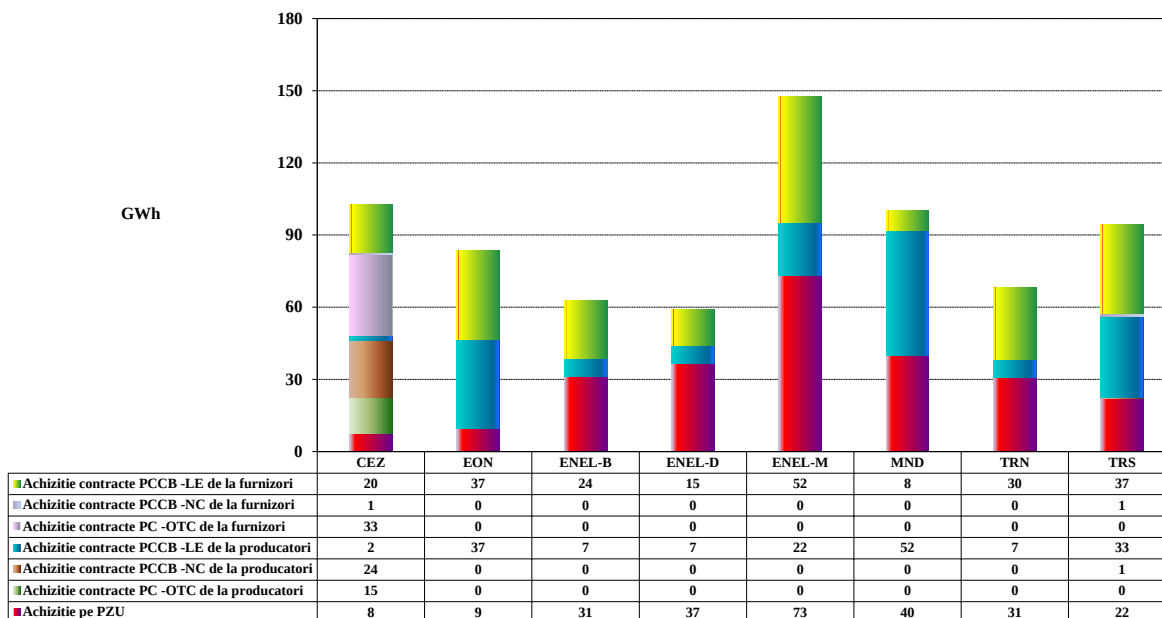
Operatori de distribuție principali

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna ianuarie 2016 comparativ cu perioada similară a anului 2015:

Structură achiziție	- GWh -	
	Ianuarie 2015	Ianuarie 2016
tranzacții pe PCC, din care:	549,21	467,93
- PCCB-LE cu producători	175,20	169,50
- PCCB-NC cu producători	52,08	24,42
- PC-OTC cu producători	7,44	14,88
- PCCB-LE cu furnizori	298,02	223,67
- PCCB-NC cu furnizori	0,00	1,99
- PC-OTC cu alți furnizori	16,48	33,48
tranzacții PZU	242,15	250,44

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali în ianuarie 2016, este prezentată în graficul următor:

Structura tranzacțiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție principali corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic
- Ianuarie 2016 -



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție principali – prelucrare SMPE

6. Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale

În conformitate cu teoria economică, se definesc următorii indicatori de concentrare:

- HHI, Indexul Herfindahl - Hirschman = suma pătratelor cotelor de piață (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

HHI < 1000 piață neconcentrată;
1000 < HHI < 1800 concentrare moderată a puterii de piață;
HHI > 1800 concentrare ridicată a puterii de piață.

- C1 = cota de piață a celui mai mare participant la piață (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

C1 > 20% concentrare îngrijorătoare pentru piață;
C1 > 40% sugerează existența unei poziții dominante pe piață;
C1 > 50% indică o poziție dominantă pe piață.

- C3 = suma cotelor de piață ale celor mai mari trei participanți (%)

Semnificația valorilor indicatorului este:

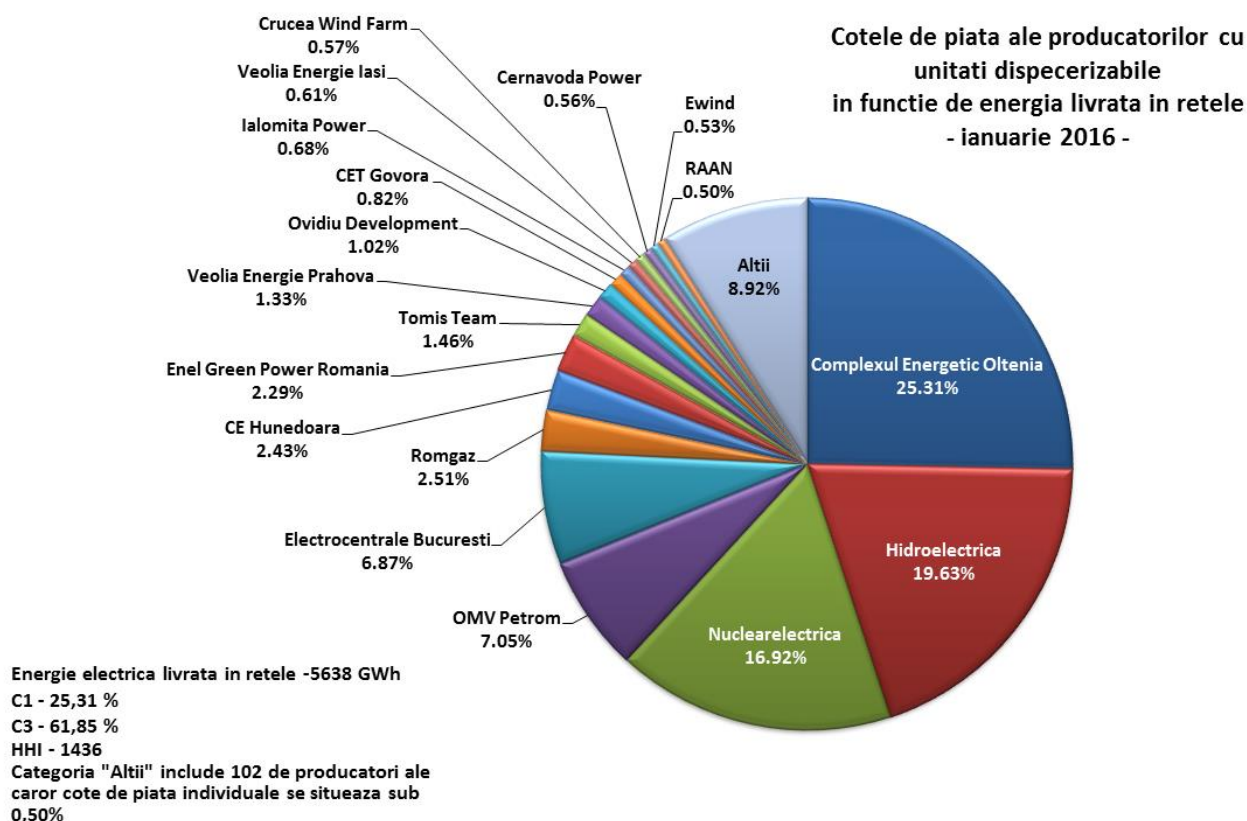
40% < C3 < 70% concentrare moderată a puterii de piață;
C3 > 70% concentrare ridicată a puterii de piață.

Acești indicatori pot fi calculați pentru întreaga piață (de energie electrică, de servicii tehnologice de sistem - STS) sau pentru componente ale acesteia, pe care concurența se manifestă direct.

Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

Structura pieței la nivelul producerii oferă o bază inițială pentru aprecierile privind gradul de competitivitate posibil pe piața energiei electrice.

În graficul următor sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică deținători de unități de producere dispecerizabile, stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele, pentru luna ianuarie 2016.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

O componentă a pieței angro de energie electrică pe care se manifestă direct concurența între producători este piața de echilibrare. Valorile indicatorilor de concentrare la nivelul acestei piețe în luna ianuarie 2016, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje definite în Codul Comercial sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structura/concentrare a pieței de echilibrare - ianuarie 2016 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	creștere	scadere	creștere	scadere	creștere	scadere
C1 - % -	55	56	76	44	59	64
C3 - % -	93	94	93	69	84	97
HHI	4306	4284	5934	2392	3906	4781

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

În vederea menținerii nivelului de siguranță în funcționarea SEN, în condițiile creșterii semnificative a numărului de centrale electrice din surse regenerabile de energie electrică, serviciile tehnologice de sistem (STS) se asigură atât prin mecanisme de piață cât și prin contracte reglementate. În baza prevederilor HG nr. 941/2014 pentru modificarea art. 4 din HG nr. 138/2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică, precum și pentru prorogarea unui termen, au fost stabilite cantități reglementate de rezerve pentru reglaj secundar și terțiar rapid și lent. În plus, pentru acoperirea necesarului de STS pentru menținerea siguranței în funcționare a SEN, CNTEE Transelectrica S.A. a organizat în această lună licitații pentru achiziția concurențială de rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și lent.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent), care caracterizează componenta reglementată a pieței STS, comparativ cu cea concurențială pentru luna ianuarie 2016.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - ianuarie 2016 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	14880	14880	721680
	C1 (%)	100,0	100,0	47,4
	C3 (%)	100,0	100,0	83,1
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	357120	616020	-
	C1 (%)	61,8	83,7	-
	C3 (%)	97,9	95,8	-
	HHI	4862	7093	-

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Indicatori de concentrare pe piața pentru ziua următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare (PZU) este o piață voluntară, deschisă atât la cumpărare, cât și la vânzare tuturor participanților: producători, furnizori, operatori de rețea, în condițiile stabilite prin reglementările aplicabile.

Indicatorii de concentrare pe această piață reflectă gradul de concurență manifestat între vânzători, respectiv cumpărători, dinamica acestora putând influența nivelul prețului. Tabelul următor prezintă C1, C3 și HHI la cumpărare, respectiv la vânzare, determinați pe baza cantităților tranzacționate de participanți pe această piață:

Indicatori de concentrare pe PZU - ianuarie 2016 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	14,45	39,31	693
Cumpărare	15,32	38,39	653

Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

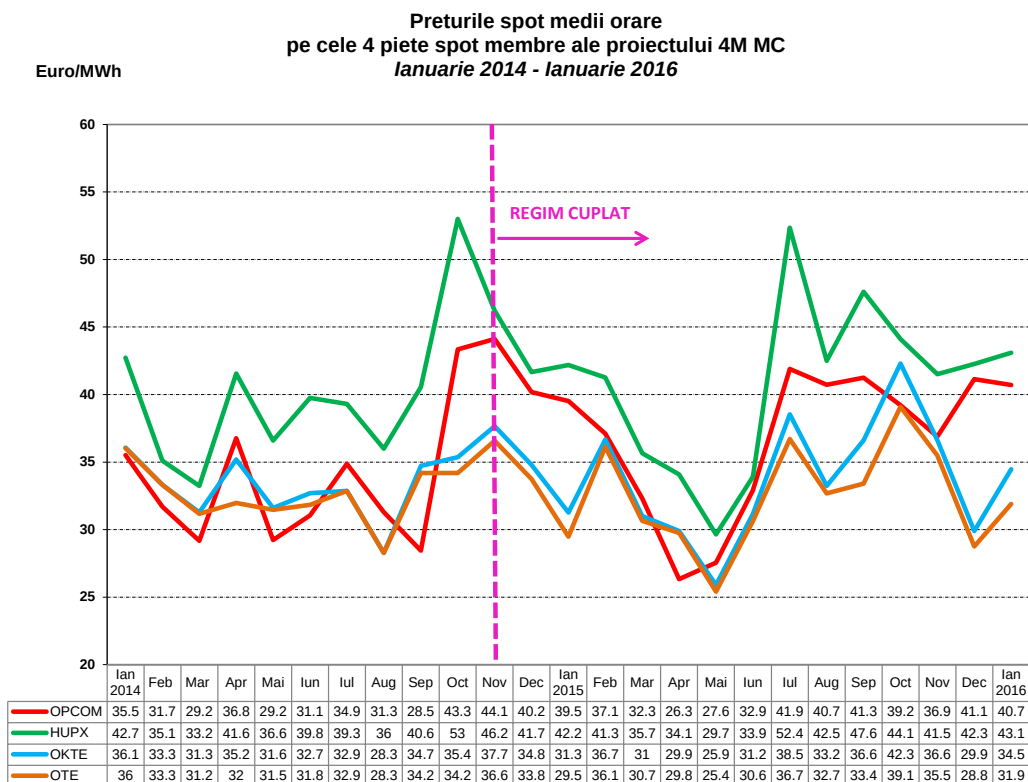
7. Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro

Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel european, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa *Price Coupling of Regions-PCR*) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (Euphemia), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate.

Mecanismul cuplării se realizează prin intermediul operatorilor de cuplare OTE-Republica Cehă și EPEX Spot (în calitate de burse membre ale inițiativei PCR), cea din urmă activând în calitate de furnizor de servicii pentru OKTE-Slovacia, HUPX-Ungaria (burse care nu sunt membre PCR) și Opcom-România (bursă este membru PCR din ianuarie 2016). Operatorii de cuplare acționează în calitate de Coordonatori pe baza principiului rotației.

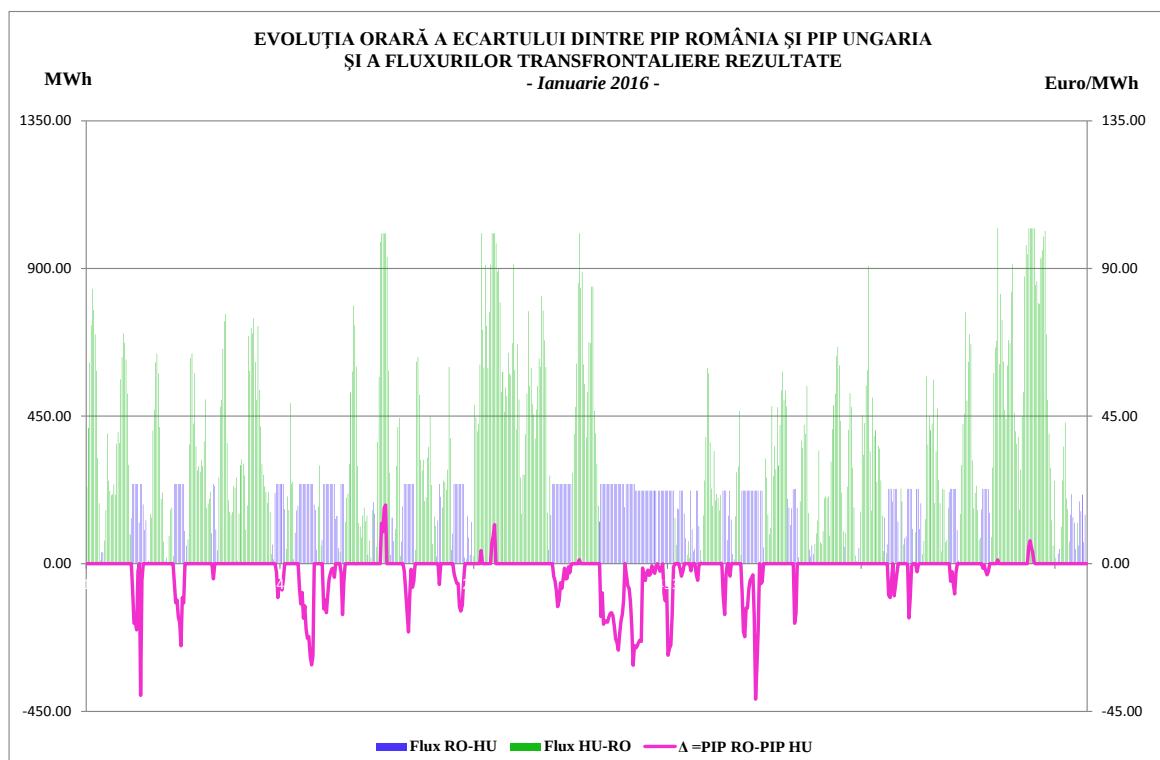
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.



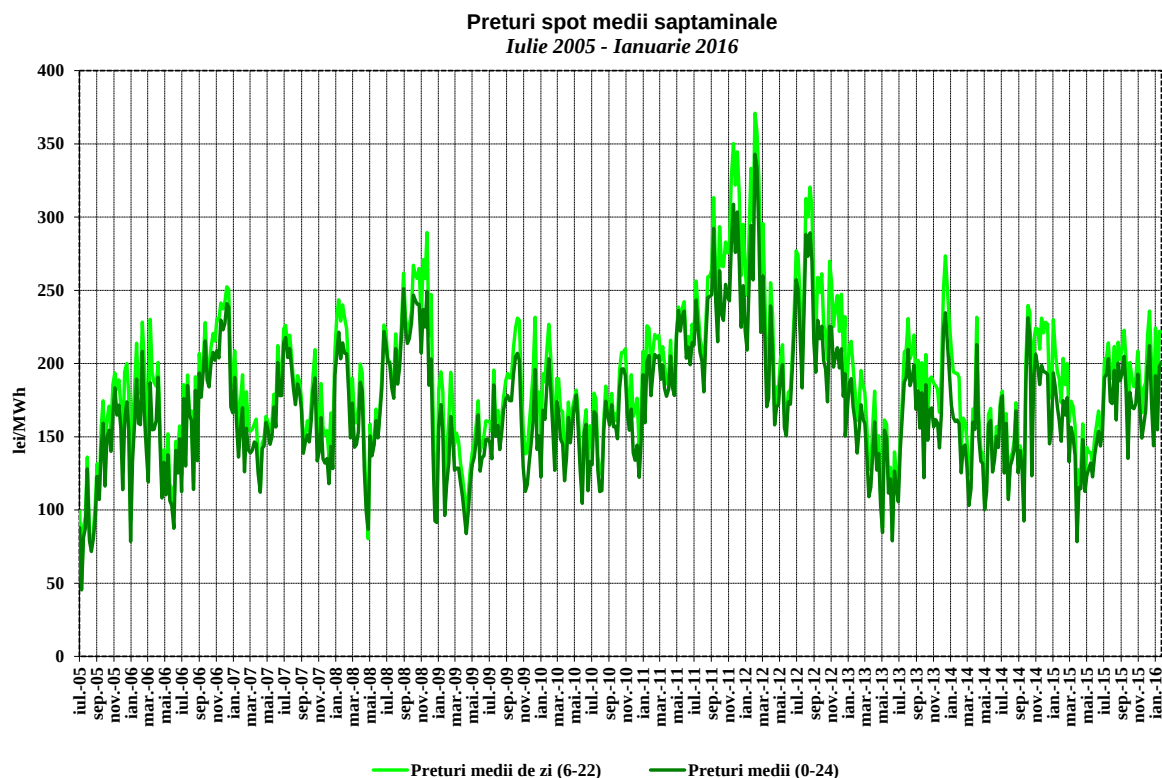
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în luna ianuarie 2016.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPE

Evoluția, începând din luna iulie 2005, a prețurilor spot medii săptămânale este reprezentată în graficul următor:

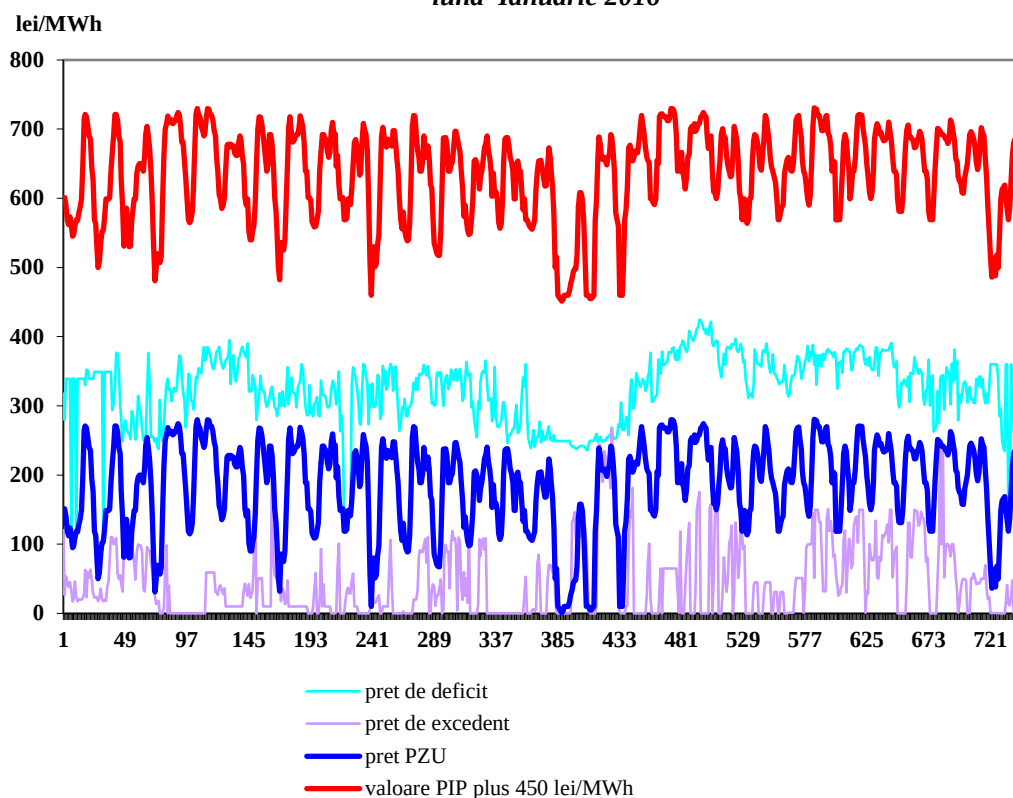


Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPE

Pentru acoperirea diferențelor dintre valorile planificate/contractate ale consumului și respectiv producției și valorile acestora apărute în timp real, operatorul de sistem (CNTEE Transelectrica S.A.) operează piața de echilibrare, “cumpărând” sau “vânzând” energie în ordinea prețurilor determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizați în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre, plătind pentru deficitul de energie prețul rezultat din ofertele la creștere acceptate pe piața de echilibrare, respectiv primind pentru excedentul de energie prețul rezultat din ofertele la scădere acceptate de operatorul de sistem.

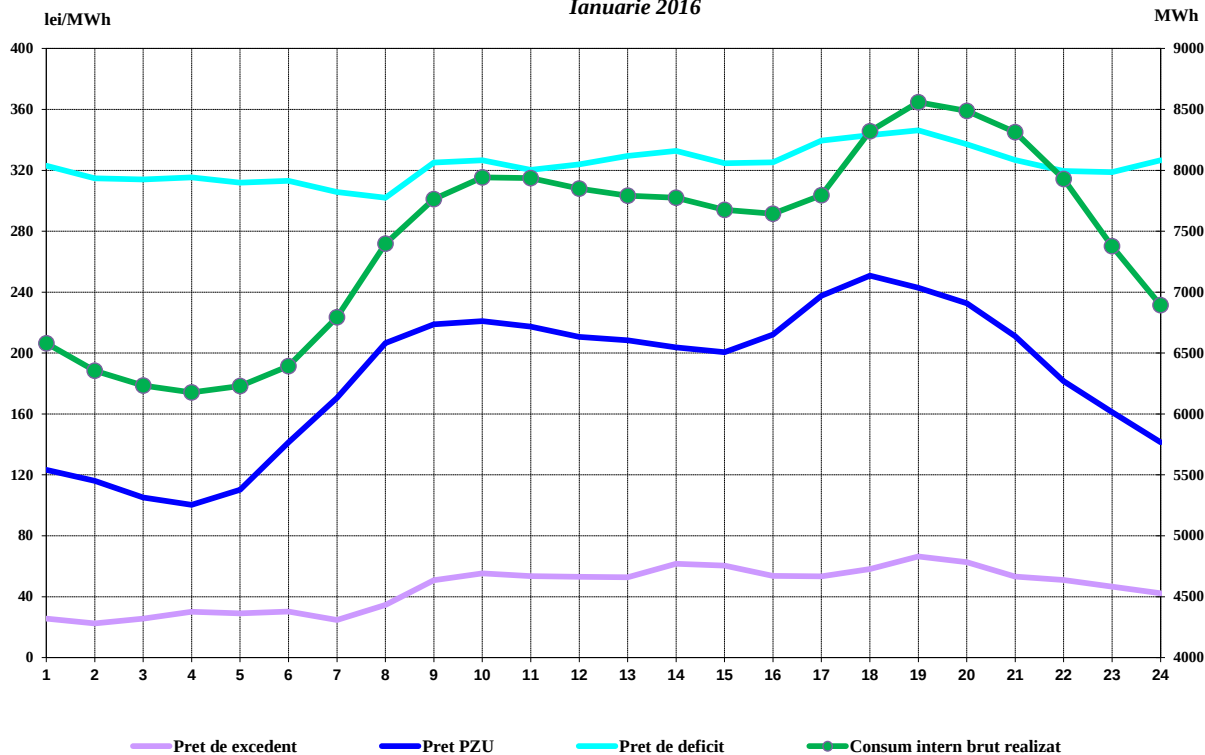
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale orare comparativ cu consumul intern (al doilea grafic), precum și în valori medii lunare (ultimul grafic).

Preturi orare de decontare luna Ianuarie 2016



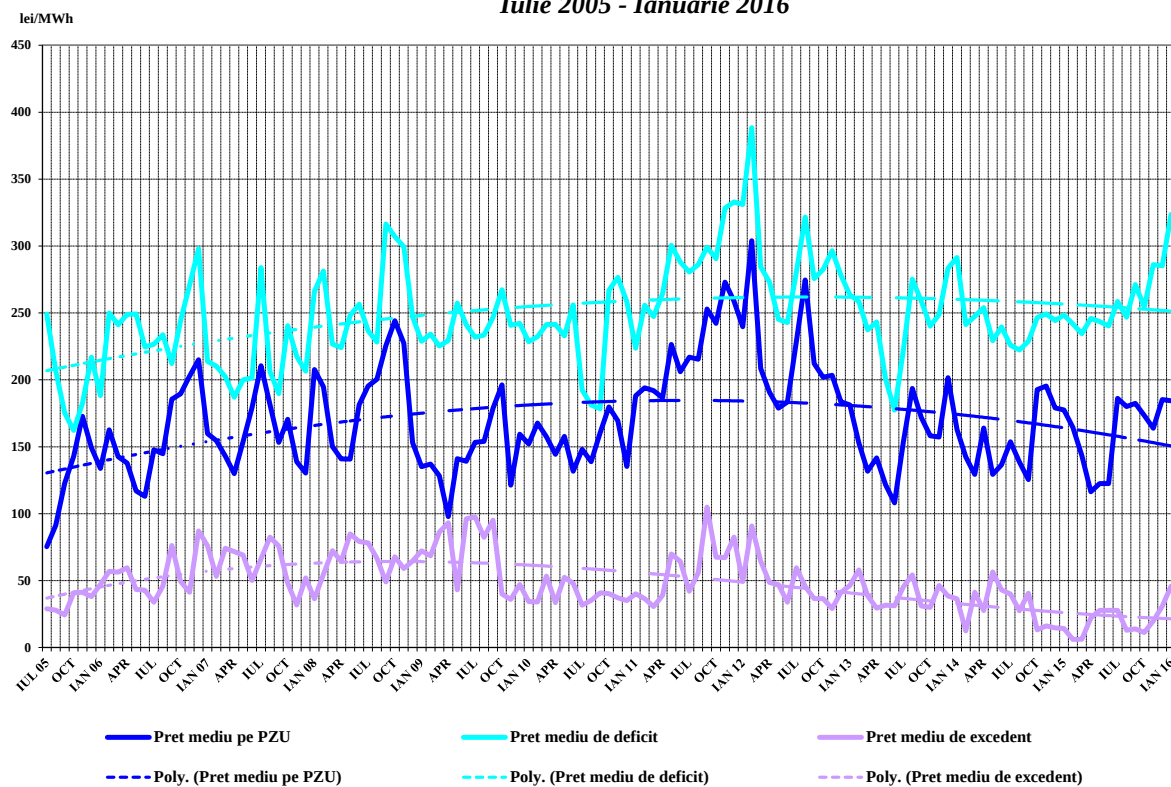
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPE

Valori medii orare ale preturilor de decontare si ale consumului intern brut realizat Ianuarie 2016



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE
Iulie 2005 - Ianuarie 2016



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPE

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

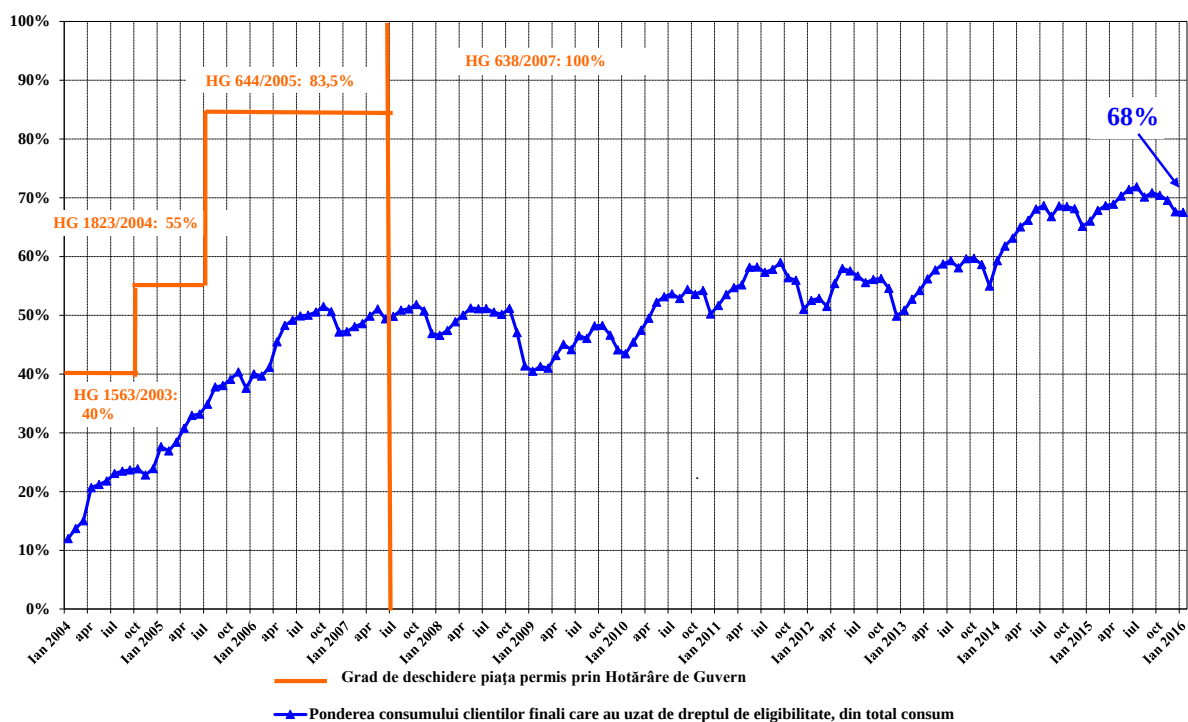


* conform art. 53 alin.(2) și art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – ianuarie 2016, consumul clienților finali care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractele cu furnizorii de ultimă instanță care îi alimentau, raportat la consumul total, a evoluat conform figurii alăturată. Valorile precizate sunt valori cumulate de la începutul procesului de deschidere a pieței și sunt prezentate lunar.

Evoluția gradului de deschidere a pieței de energie electrică
în perioada Ianuarie 2004 - Ianuarie 2016

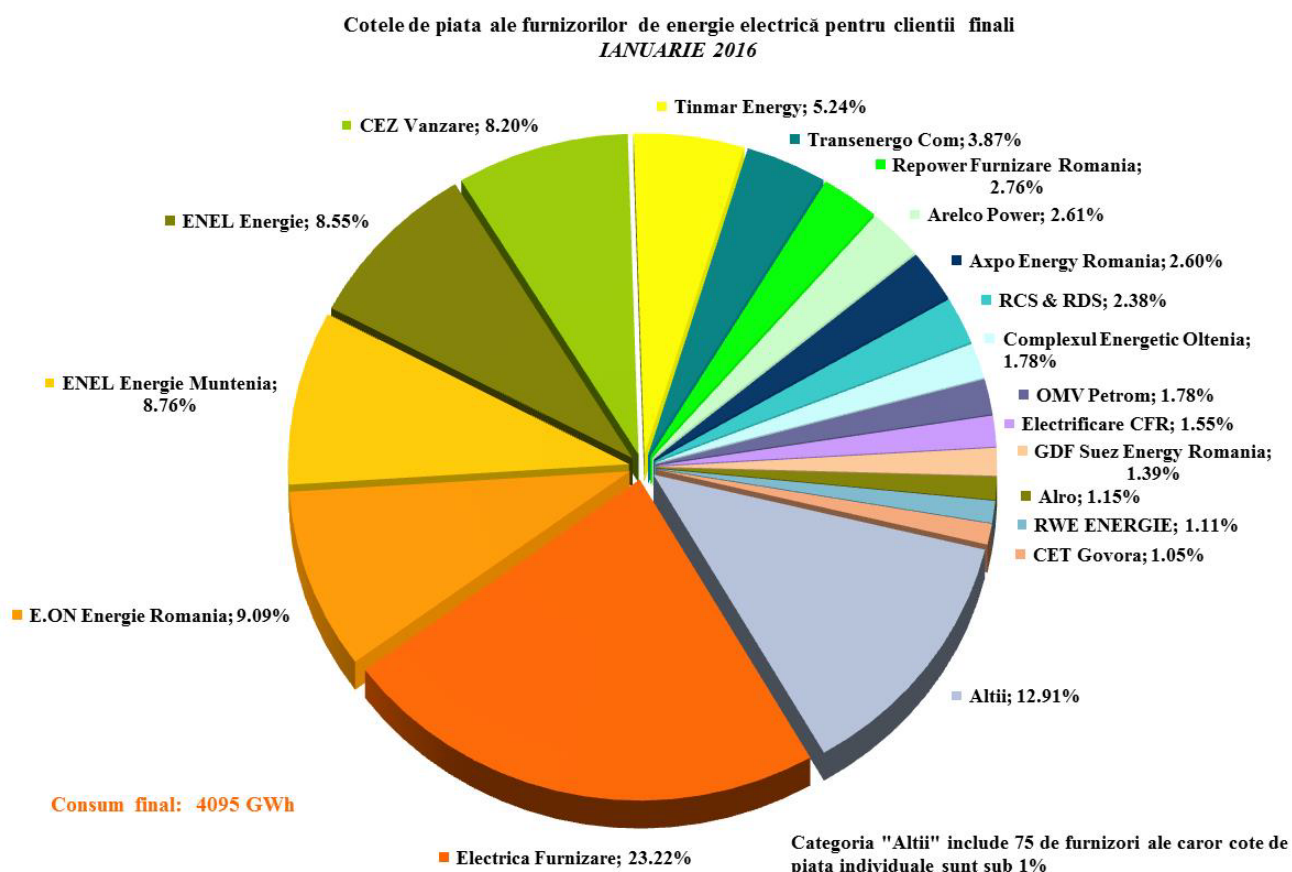


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

3. Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică

În următoarele trei grafice sunt prezentate cotele de piață ale furnizorilor de energie electrică pe piața cu amănuntul, determinate:

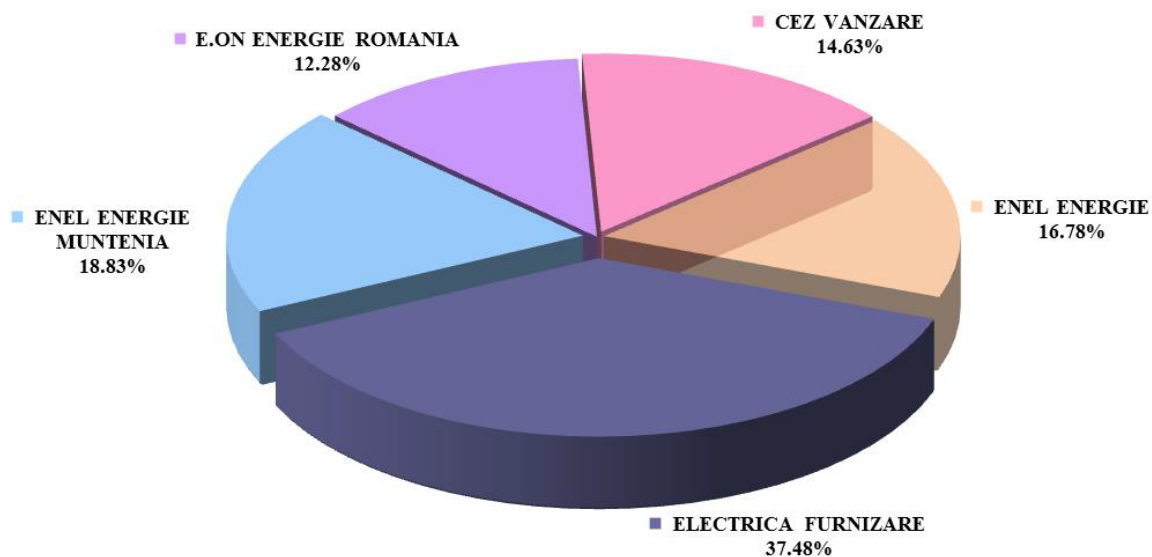
- a) pentru toți furnizorii, inclusiv cei de ultimă instanță, cu activitate pe PAM – în funcție de energia electrică furnizată clienților finali în regim reglementat (inclusiv CPC și UI), precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

- b) pentru furnizorii de ultimă instanță – în funcție de energia electrică furnizată clienților finali în regim reglementat, SU și UI;

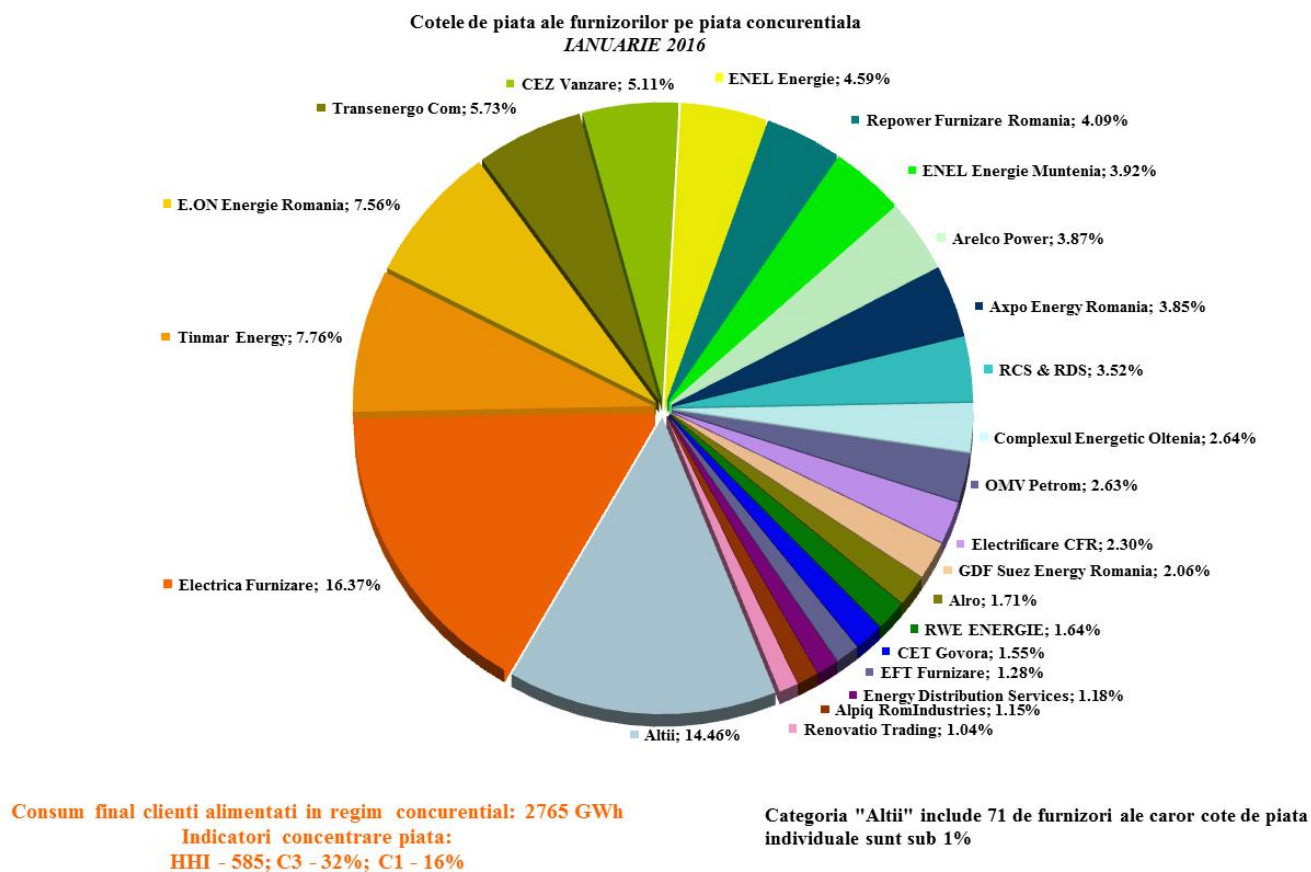
Cotele de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
IANUARIE 2016



Consum final clienți alimentați în regim de SU
(tarif reglementat și tarif CPC) și regim de UI:
1330 GWh

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare SMPE

- c) pentru toți furnizorii, inclusiv cei de ultimă instanță, cu activitate pe segmentul concurențial al PAM – în funcție de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

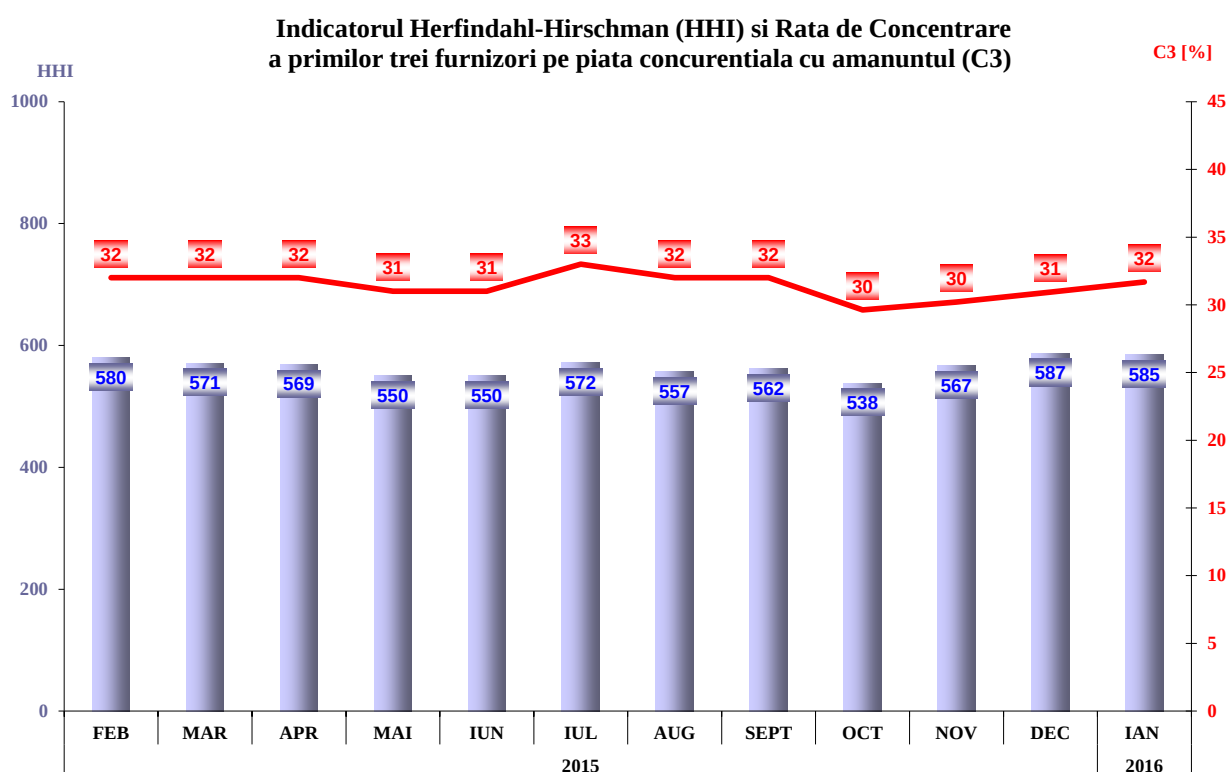
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de furnizare și care au decis să-și achiziționeze energia de pe piața angro, în calitate de furnizori concurențiali. Cuantificarea activității desfășurate în cadrul segmentului concurențial al PAM, comparativ cu cea de pe PAN, de către furnizori, se poate realiza prin determinarea ponderii vânzărilor la Clienții finali în totalul tranzacțiilor de vânzare. Astfel, tabelul următor cuprinde numărul furnizorilor ce activează pe PAM, structurat în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe această piață în luna ianuarie 2016.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	4	15	4	45
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

4. Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru luna ianuarie 2016.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

În tabelul următor sunt prezentate valorile indicatorilor de structură a componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna ianuarie 2016, calculați pentru fiecare categorie de consum definită de Directiva europeană nr. 2008/92/CE:

Indicatori - Ian 2016	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Altii	
C1 - % -	29	26	22	15	15	16	18	16
C3 - % -	62	51	40	32	37	44	41	32
HHI	1733	1212	872	600	725	990	984	585
Consum - GWh -	70	368	306	693	420	158	750	2765
NR. FURNIZORI	69	80	69	67	32	16	18	93
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	4	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	50	62	52	55	25	11	10	68
nr. producatori	14	13	12	7	3	2	5	20

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

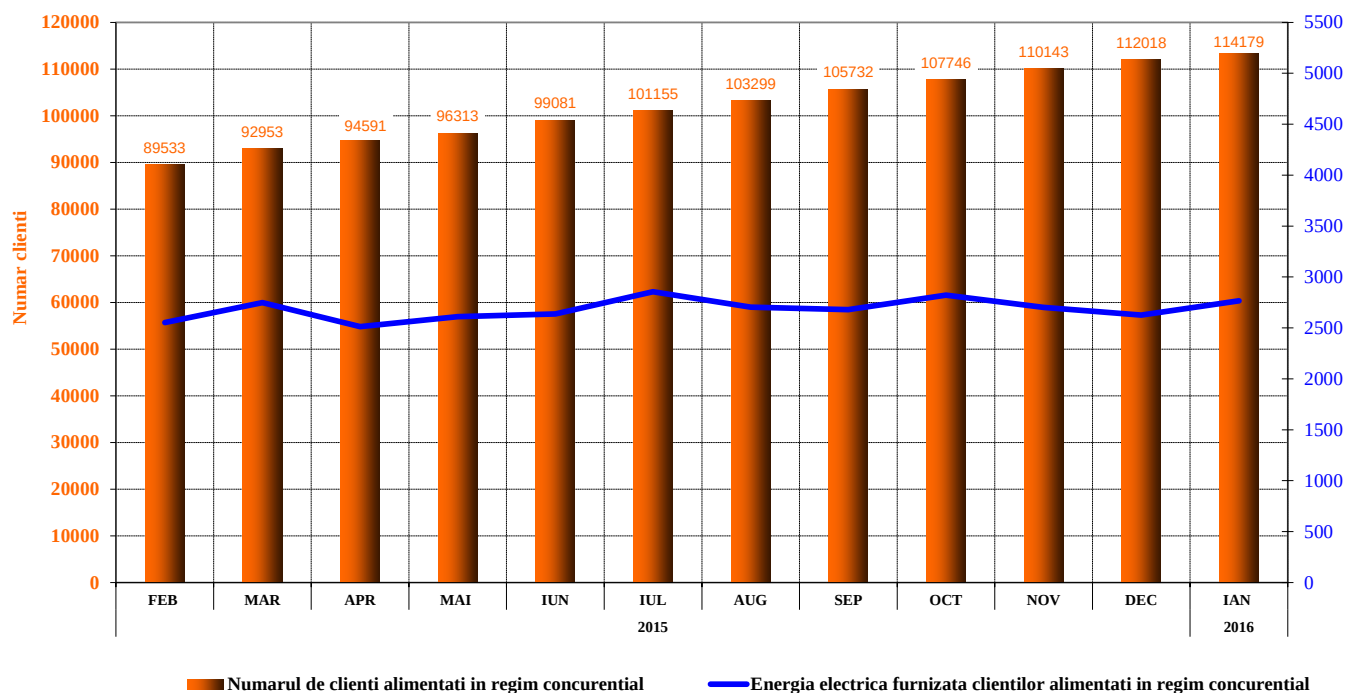
Numărul clienților finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este prezentat în evoluție lunară pe ultimele 12 luni. De asemenea, este prezentată structura pe categorii de clienți pentru ianuarie 2016, în conformitate cu prevederile Directivei europene nr. 2008/92/CE.

Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei categorii în parte:

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

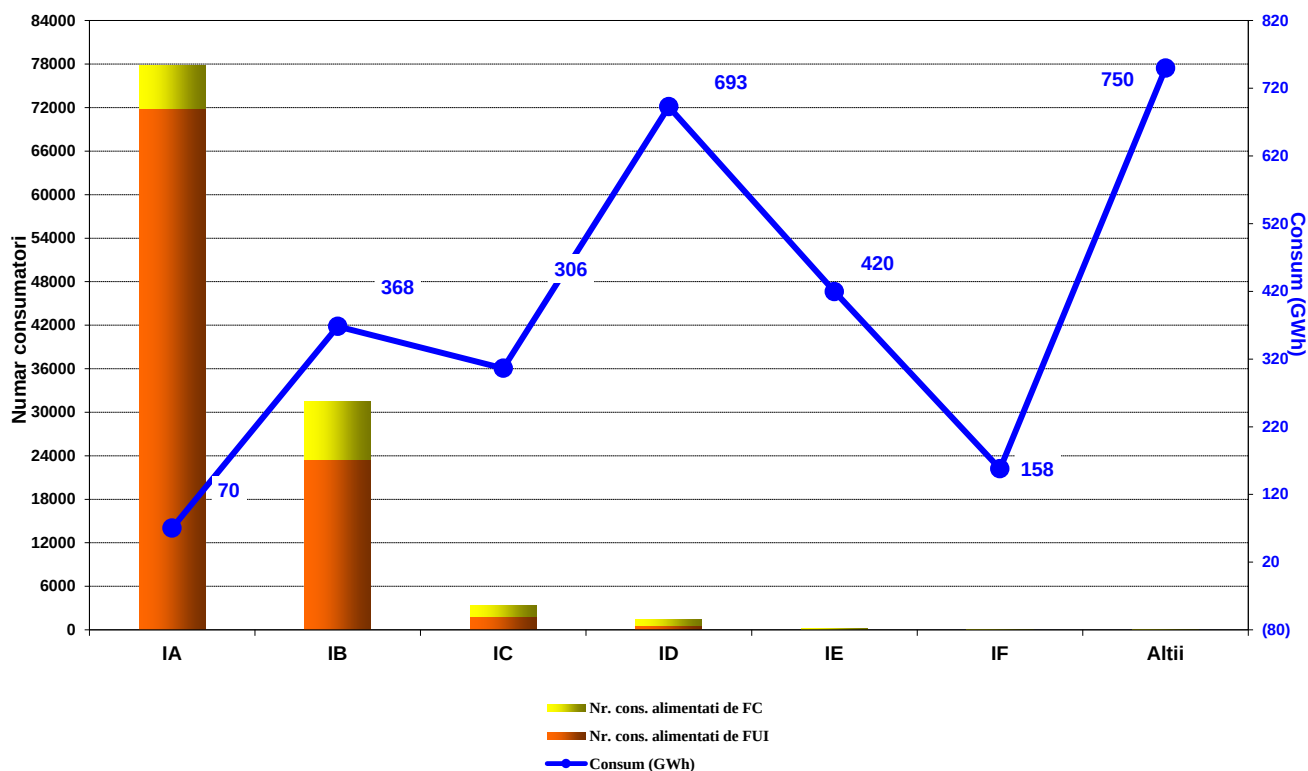
Evoluția numărului clienților alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora

GWh/luna



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

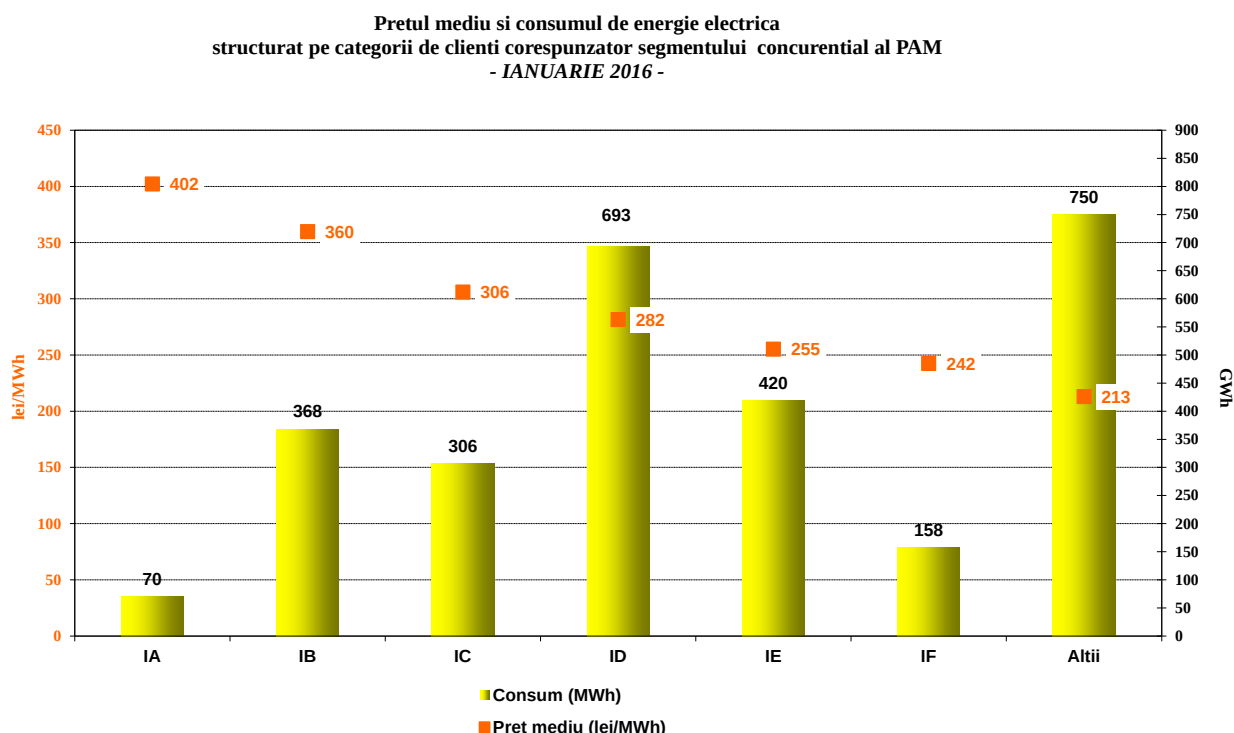
Numărul clienților alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori - IANUARIE 2016-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

6. Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial

Graficul următor prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna ianuarie 2016 ale clienților finali alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Directivei europene nr. 2008/92/CE.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPE

Precizări:

Prețul mediu de vânzare corespunzător fiecărei categorii s-a determinat ca medie ponderată a prețurilor practicate de către furnizori cu cantitățile furnizate de aceștia respectivei categorii de clienți, în conformitate cu prevederile Directivei. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe și includ serviciile asigurate de furnizor (transport TG, transport TL, servicii de sistem, distribuție, participare piețe centralizate administrate de OPCOM SA, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare). Incadrarea clienților în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei.

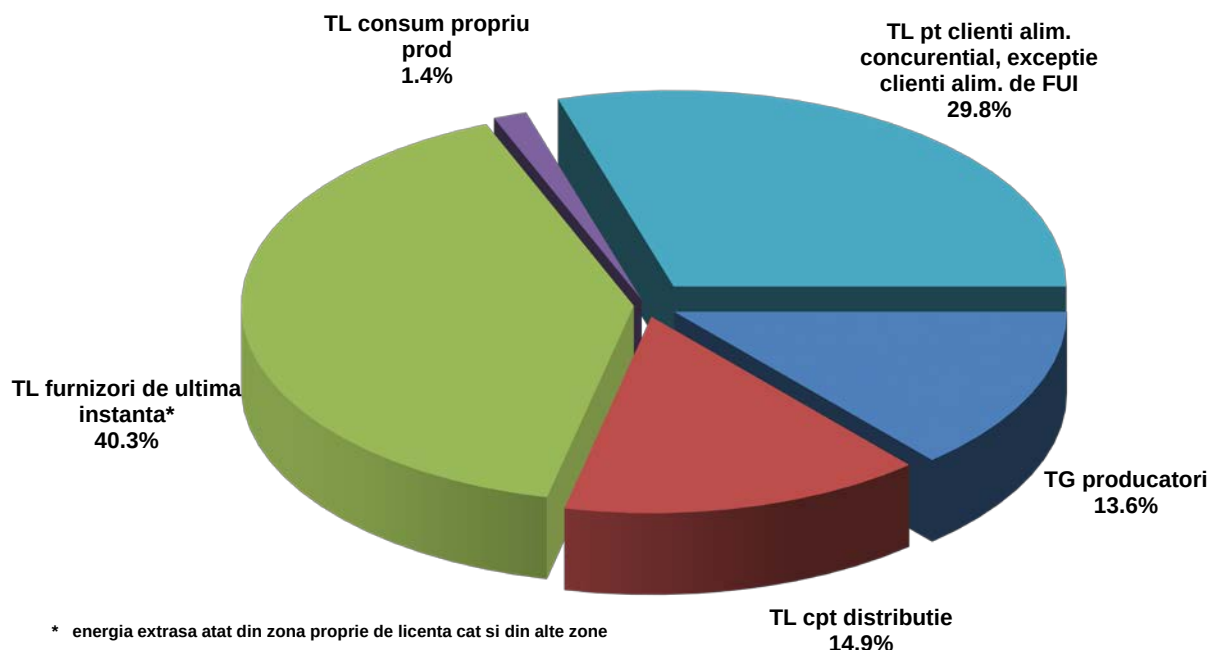
IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

Operatorul de transport și sistem (OTS) efectuează serviciul de transport al energiei electrice, pentru care percepe tarife reglementate, diferențiate pe zone tarifare, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice asupra regimului de funcționare a SEN. Stabilirea pe zone a tarifului de transport, pe cele două componente, de introducere și de extragere, are ca scop transmiterea de semnale locaționale care să conducă la amplasarea surselor de energie în zone deficitare, respectiv la amplasarea zonelor de consum în zone excedentare ale SEN.

Principiile metodologice de tarificare pentru serviciul de transport au fost modificate de la 1 iulie 2015, în încercarea de a respecta reglementările UE și recomandările ACER.

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice, care reflectă și ponderea clienților săi pentru acest serviciu, în ianuarie 2016.

Structura veniturilor CN Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport
- Ianuarie 2016 -

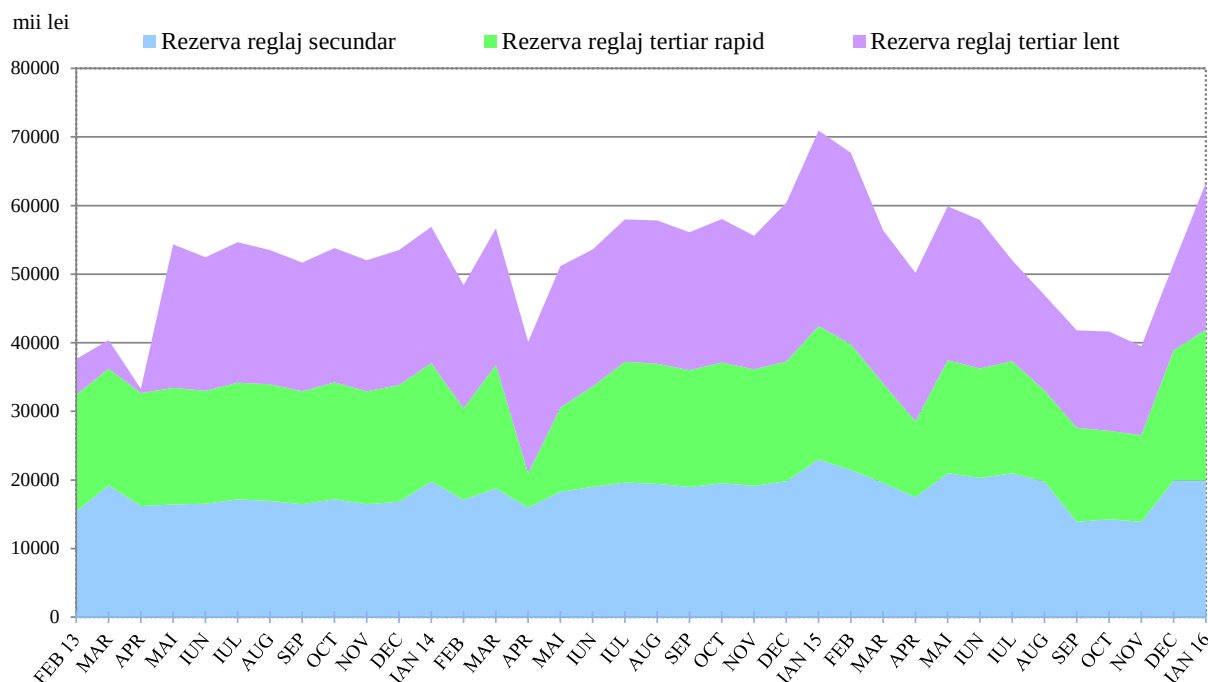


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (servicii de sistem tehnologice) de la participanții calificați, pe care le utilizează prin integrarea în piața de echilibrare. Acestea sunt: rezerva (banda) de reglaj secundar, rezerva de reglaj terțiar rapid, rezerva de reglaj terțiar lent și energia reactivă necesară RET.

În graficul următor este prezentată evoluția din ultimele 36 luni a costurilor cu achiziția (reglementată și/sau prin mecanisme de piață) a serviciilor tehnologice de sistem suportate de CNTEE Transelectrica SA. Pentru acoperirea acestor costuri corespunzătoare contractelor pentru asigurarea serviciilor de sistem tehnologice precum și pentru acoperirea costurilor proprii de operare, OTS aplică tariful reglementat pentru serviciul de sistem.

Structura costurilor CNTEE Transelectrica SA cu achiziția de STS de la producătorii calificați în ultimele 36 luni



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA IANUARIE 2016

În luna ianuarie 2016, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 2/27.01.2016 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotelor anuale obligatorii de energie electrică produsă din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi și a celor de achiziție de certificate verzi aprobată prin Ordinul ANRE nr. 101/2015.
- Decizia președintelui ANRE nr. 71/18.01.2016 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna decembrie 2015.

VI. EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI

1. Explicații

- **Consumul intern** reprezintă energia asigurată de operatorii economici participanți la piața angro și determinată ca *Energie livrată + Import – Export* în care *Energie livrată* are semnificația precizată mai jos;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim reglementat** reprezintă consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la tarif reglementat și CPC;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizori la preț negociat sau definit prin oferte-tip;

- **Consumul de combustibil** prezentat corespunde atât producerii de energie electrică, cât și producerii de energie termică în centralele producătorilor dispecerizabili;
- **Consum propriu producători** – în graficul aferent structurii veniturilor CNTEE Transelectrica S.A., se referă exclusiv la consumul producătorilor la alte locuri decât locația centralelor;
- **Energia electrică livrată în rețele** include și consumul propriu al producătorilor RAAN și OMV Petrom, precum și energia electrică vândută direct de către producătorii monitorizați unor clienți racordați la instalațiile centralelor sau consumată de ei înșiși la alte locuri de consum, putând fi diferită de energia electrică facturată de CNTEE Transelectrica S.A. pentru plata tarifului de introducere în rețea.

2. **Prescurtări**

- SMPE – Serviciul Monitorizare Piață - ANRE
- PAN – Piața angro de energie electrică
- PAM – Piața cu amănuntul de energie electrică
- PCC – Piețe centralizate de contracte
- PZU – Piața pentru Ziua Următoare
- PI – Piața Intrazilnică
- PE – Piața de Echilibrare
- PIP – preț de închidere a PZU
- PCSU – piața centralizată pentru serviciul universal
- 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare din România, Ungaria, Slovacia și Republica Cehă
- PRE – Parte Responsabilă cu Echilibrarea
- TG – componenta de injecție a tarifului de transport
- TL – componenta de extracție a tarifului de transport
- UNO-DEN – Unitatea Operațională Dispecerul Energetic Național
- CPC – Componenta Pieței Concurențiale
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciu Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei