



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA DECEMBRIE 2016

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	19
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale	29
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	32
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	37
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	37
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	37
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică	38
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică	41
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora	42
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	44
IV.	OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.....	45
V.	STRUCTURA PE TIPURI DE SURSE PRIMARE DE ENERGIE A PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA ȘI VALORILE INDICATORILOR DE MEDIU ASOCIAȚI.....	47
VI.	EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA DECEMBRIE 2016.....	49
VII.	EXPLICAȚII ȘI PRESCURTĂRI.....	50

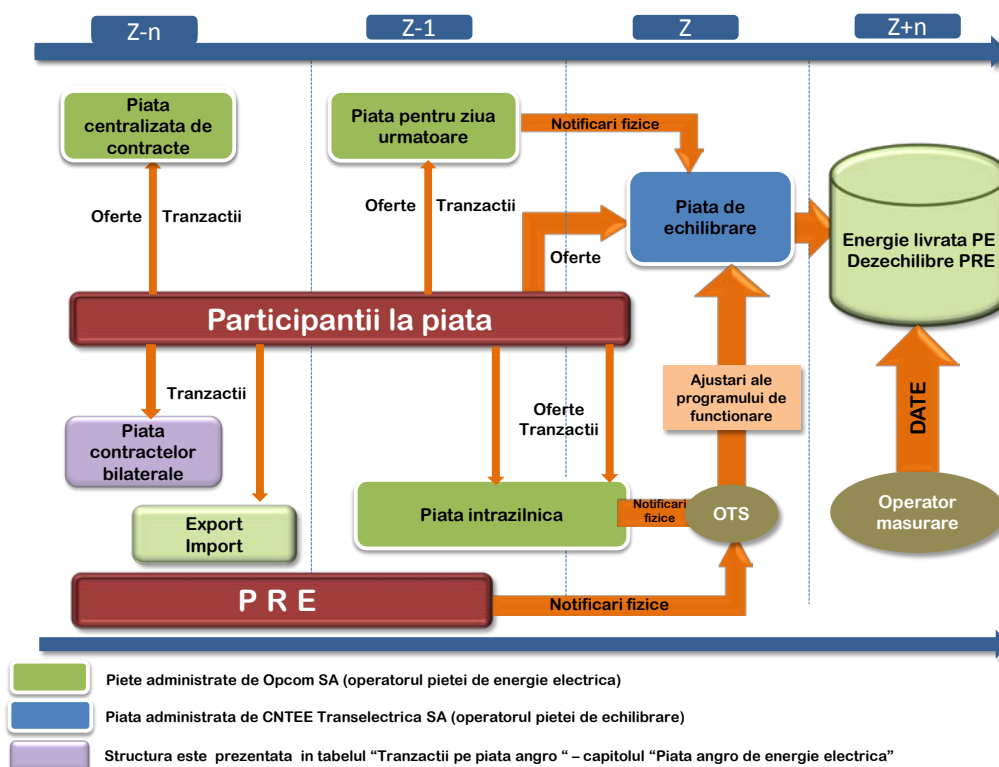
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **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 Turceni 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;
- **noiembrie 2016** - intrarea în vigoare a Legii nr. 203/2016 de modificare și completare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

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 decembrie 2016 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

Nr. crt.	Denumire	Nr. crt.	Denumire
A Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile		C Producători de energie electrică pe bază de biomasă care exploatează unități de producere dispecerizabile	
1	Bepco SRL	1	Bioenergy Suceava SRL
2	CET Arad SA	D Producători de energie electrică din surse fotovoltaice care exploatează unități de producere dispecerizabile	
3	CET Govora SA	1	Blue Sand Investment SRL
4	CE Hunedoara SA	2	Caracal Solar Alpha SRL
5	CE Oltenia SA	3	Casa Crang SRL
6	Contour Global Solutions SRL	4	Clue Solar SRL
7	Ecogen Energy SA	5	Corabia Solar SRL
8	Electrocentrale București SA	6	Cujmir Solar SRL
9	Electrocentrale Constanța SA	7	Delta & Zeta Energy SRL
10	Electrocentrale Galați SA	8	Ecosfer Energy SRL
11	Electro Energy Sud SRL	9	Eye Mall SRL
12	Enet Focsani SA	10	Fort Green Energy SRL
13	Gas Energy Ecotherm SA	11	Foton Epsilon SRL
14	Lukoil Energy & Gaz Romania SRL	12	Gama & Delta Energy SRL
15	Modern Calor SA	13	GPSB Solaris 48 SRL
16	OMV Petrom SA	14	Greenlight Solution SRL
17	SNGN Romgaz SA	15	Green Vision Seven
18	Rulmenți SA	16	Izvor de Lumina SRL
19	Termoficare Oradea SA	17	Kentax Energy SRL
20	Veolia Energie Iași SRL	18	Lemar Grup SRL
21	Veolia Energie Prahova SRL	19	LJG Green Source Energy Alpha SA
22	Vest Energy SA	20	LJG Green Source Energy Beta SRL
B Producători de energie electrică din surse eoliene care exploatează unități de producere dispecerizabile		21	LJG Green Source Energy Gamma SRL
1	Alizeu Eolian SA	22	Long Bridge Milenium SRL
2	Alpha Wind SRL	23	Mar-Tin Solar Energy SRL
3	Arimna Development SRL	24	Potehi Solar SRL
4	Blue Line Energy SRL	25	Power L.I.V.E. One SRL
5	Blue Planet Investments SRL	26	RA-RA PARC SRL
6	Braila Winds SRL	27	Romkumulo SRL
7	Bridgeconstruct SRL	28	Sinico Prod Factory SRL
8	CAS Regenerabile SRL	29	Solar Electric Frasinet SRL
9	Cernavoda Power SRL	30	Solar Future Energy SRL
10	Catalan Electric SRL	31	Solaria Green Energy SRL
11	Corni Eolian SRL	32	Solprim SRL
12	Crucea Wind Farm SRL	33	Spectrum Tech SRL
13	Dan Holding MGM SRL	34	Studina Solar SRL
14	Eco Power Wind SRL	35	Sun Energy Complet SA
15	Ecoenergia SRL	36	Tis Energy SRL
16	EDP Renewables Romania SRL	37	Tinmar Green Energy SRL
17	Electrica Serv SRL	38	Vanju Mare Solar SRL
18	Electricom SA	39	Varokub Energy Development SRL
19	Elektra Green Power SRL	40	VIS Solaris 2011 SRL
20	Elektra Wind Power SRL	41	Vrsh Pro Investments SRL
21	Enel Green Power Romania SRL	42	WDP Development RO SRL
22	Energia Verde Venturo SRL	43	Xalandine Energy SRL
23	Enex SRL	44	XPV SRL
24	Eol Energy Moldova SRL	E Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile	
25	Eolian Center SRL	1	Hidroelectrică SA
26	Eolica Dobrogea One SRL	F Producător de energie electrică din sursa nucleară	
27	EP Wind Project (ROM) SIX SA	1	SN Nuclearelectrica SA
28	Eviva Nalbant SRL	G Operator de transport și de sistem	
29	Ewind SRL	1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
30	General Concrete Cernavoda SRL	H Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU	
31	Green Energy Farm SRL	1	OPCOM SA
32	Hokrom Renewable Energy SRL	I Operatori de distribuție	
33	Horia Green SRL	1	CEZ Distribuție SA
34	Ialomita Power SRL	2	ENEL Distribuție Banat SA
35	Intertrans Karla SRL	3	ENEL Distribuție Dobrogea SA
36	Kelavent Charlie SRL	4	E.ON Moldova Distribuție SA
37	Kelavent Echo SRL	5	ENEL Distribuție Muntenia SA
38	Land Power SRL	6	FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord SA
39	LC Business SRL	7	FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud SA
40	M&M 2008 SRL	8	FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord SA
41	Mireasa Energies SRL	J Furnizori de ultimă instanță	
42	OMV Petrom Wind Power SRL	1	CEZ Vanzare SA
43	Ovidiu Development SRL	2	ENEL Energie SA
44	Pestera Wind Farm SRL	3	E.ON Energie Romania SA
45	Romconstruct Top SRL	4	ENEL Energie Muntenia SA
46	Sibioara Wind Farm SRL	5	Electrica Furnizare SA
47	Smart Clean Power SRL		
48	Smartbreeze SRL		
49	Soft Grup SRL		
50	Tomis Team SRL		
51	Ventus Renew Romania SRL		
52	VS Wind Farm SRL		
53	Wind Park Invest SRL		
54	Windfarm MV I SRL		

Nr.	Denumire
K	Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro
1	Alive Capital SRL
2	Alpiq Energy SE
3	ARV God Technology SRL
4	Bit-Reen SRL
5	CEZ as
6	Ciga Energy SA
7	Cinta Energy SA
8	Danske Commodities/s Aarhus
9	EDF Trading Limited
10	Edison Trading Spa
11	Energo-Pro Trading EAD
12	Elpetra Energy E.A.D.
13	EVN Trading South East Europe
14	Ezpada SRO
15	Freepoint Commodities Europe Ltd
16	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo
17	Holding_Slovenske_Elektrarne
18	Industrial Instal Service SRL
19	Interenergo Energetski. Inzeniring d.o.o.
20	JAS Energy Trading s.r.o.
21	Lord Energy SRL
22	MVM Partner Zrt
23	MWH Trade Invest
24	Nis Petrol SRL
25	OMV Trading GmbH
26	Petrol Bucharest Rom SRL
27	Statkraft Markets GmbH
28	Unit Energy Trade SRL
29	Verbund Trading Romania SRL
30	Vitol Gas and Power B.V.
L	Furnizori de energie electrică cu activitate și pe piața cu amănuntul
1	A Energy Ind SRL
2	Absolute Energy SRL
3	Aderro G.P. Energy SRL
4	Alpiq RomIndustries SRL
5	Alro SA
6	Aqua Energia SA
7	Arelco Energy SRL
8	Arelco Power SRL
9	Axpo Energy Romania SRL
10	Belectric Energy Trading SRL
11	Biol Energy SRL
12	Cotroceni Park SA
13	C-Gaz & Energy Distributie SRL
14	Crest Energy SRL
15	Curent Alternativ SRL
16	CYEB SRL
17	Eco2Energy Choice SRL
18	EFE Energy SRL
19	EFT Furnizare SRL
20	Electric Planners SRL

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

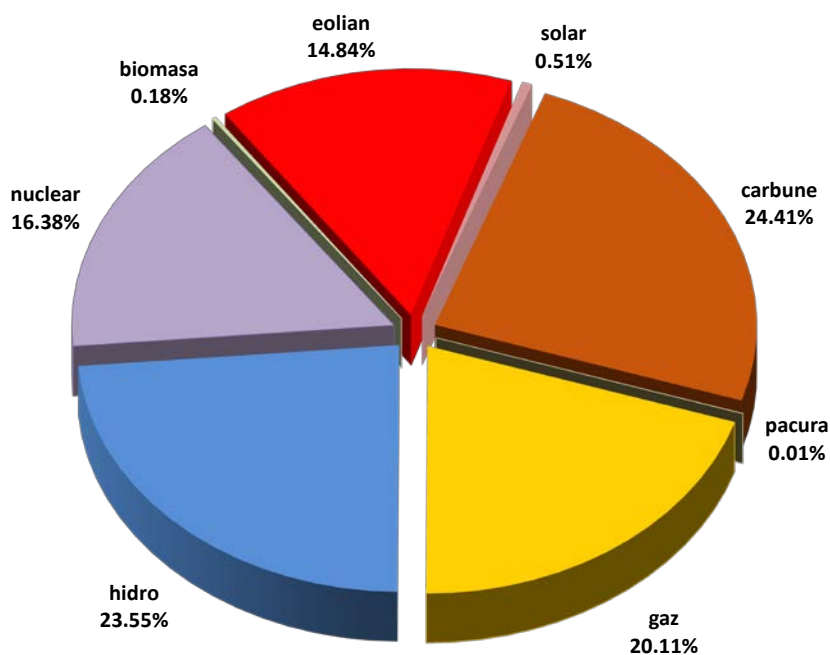
Titularii de licență de producere de energie electrică monitorizați sunt producătorii deținători de grupuri dispecerizabile, care, în conformitate cu Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 sunt clasificate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

- grup hidroenergetic cu puterea instalată mai mare de 10 MW;
- grup turbogenerator termoenergetic (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.

Categoria furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro include deținătorii de licență de furnizare de energie electrică care au activat doar pe piața angro și deținătorii 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”.

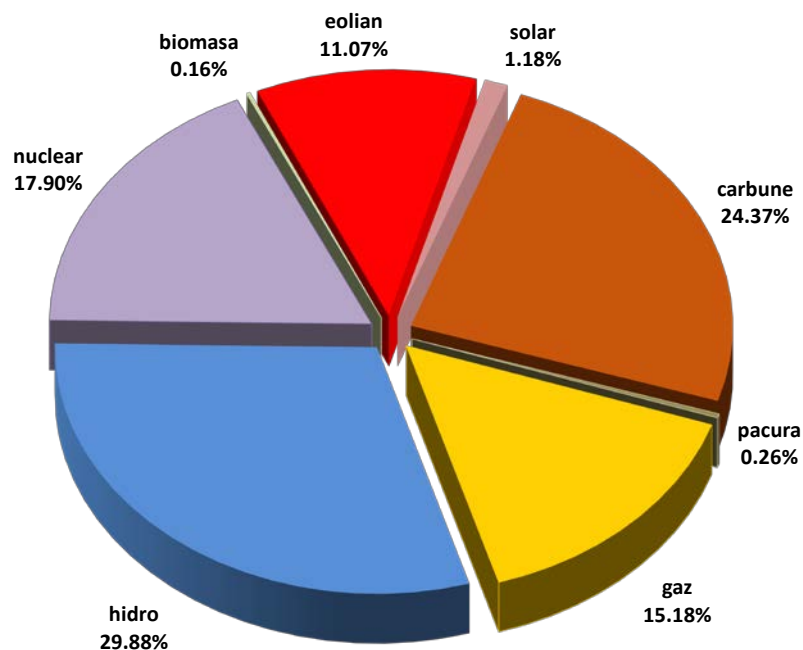
3. Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse

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



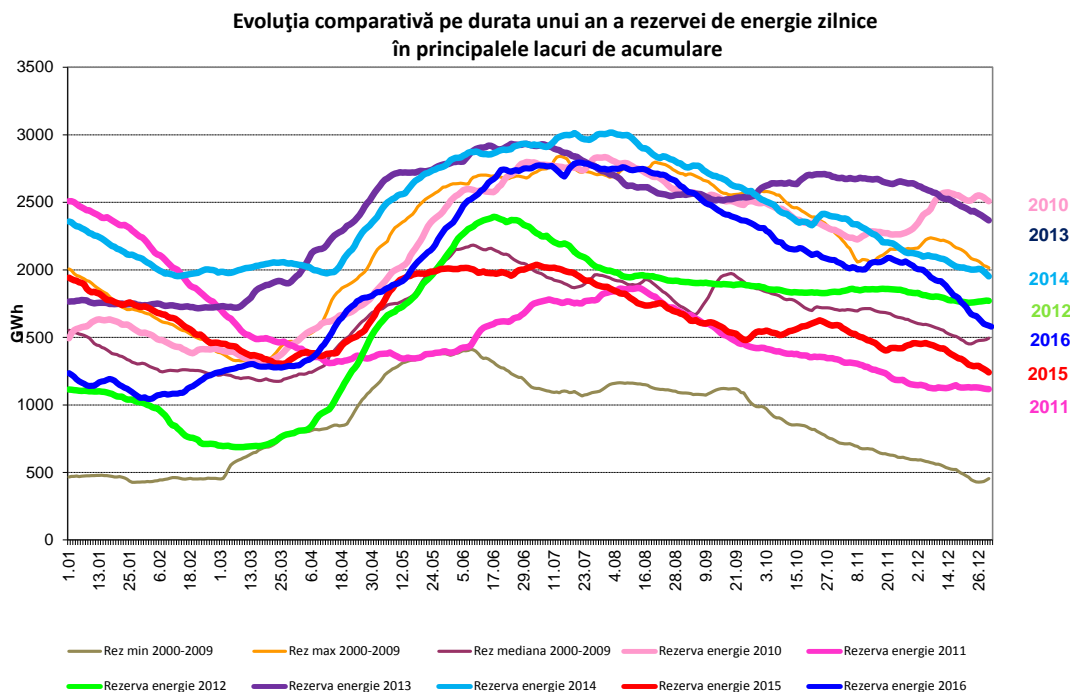
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

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



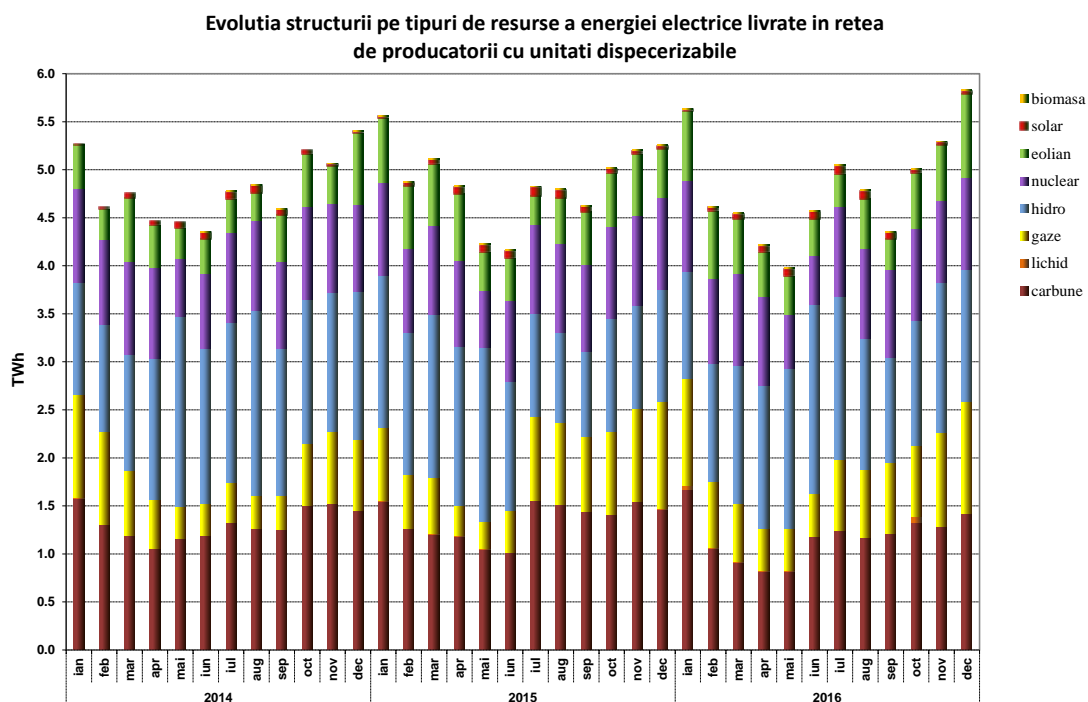
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

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 anul 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:



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 decembrie 2016 și respectiv anului 2016, comparativ cu perioada similară și anul anterior:

Nr. Crt.	INDICATOR	UM	Dec 2015	Dec 2016	%	2015	2016	%
0	1	2	3	4	$5=4/3*100$	6	7	$8=7/6*100$
1	Energia electrică produsă	TWh	5,65	6,25	110,62	62,62	61,80	98,69
2	Energia electrică livrată	TWh	5,26	5,83	110,84	58,53	57,93	98,97
3	Import	TWh	0,46	0,17	36,96	3,78	3,57	94,44
4	Export	TWh	1,02	0,93	91,18	10,50	8,59	81,81
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,69	5,07	108,10	51,81	52,89	102,08
6	Consumul clienților casnici alimentați în regim de SU	TWh	1,10	1,10	100,00	12,00	12,05	100,42
7	Consumul clienților noncasnici din care:	TWh	2,79	2,95	105,73	34,20	34,82	101,81
7.1	<i>alimentați în regim de SU și UI</i>	TWh	0,16	0,12	75,00	2,12	1,48	69,81
7.2	<i>alimentați în regim conc.</i>	TWh	2,63	2,83	107,60	32,08	33,34	103,93
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	5,17	5,74	111,03	57,79	56,97	98,58
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,69	5,05	107,68	52,47	53,52	102,00
10	CPT realizat transport	TWh	0,07	0,09	128,57	1,03	1,01	98,06
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1730,93	1983,60	114,60	12977,58	13131,90	101,19
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1529,37	1416,29	92,61	10508,59	9669,10	92,01

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 extrasă din rețea pentru care se încheie contract de transport coincide cu energia electrică pentru care se facturează tarifele zonale de extragere din rețea, exclusiv exportul;
 5. Consumul clienților casnici în regim de SU (Serviciul Universal) reprezintă consumul de energie electrică facturată la tarif reglementat și 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 2015, respectiv cu valorile realizate în ultimii trei ani. 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	Noiembrie 2016	Decembrie 2016	Decembrie 2015
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	416	445	641
preț mediu (lei/MWh)	136,13	134,96	139,21
% din consumul intern	8,8	8,8	13,7
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	302	329	542
preț mediu (lei/MWh)	133,57	131,74	136,50
% din consumul intern	6,4	6,5	11,6
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	114	116	99
preț mediu (lei/MWh)	142,89	144,08	154,15
% din consumul intern	2,4	2,3	2,1
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	809	931	1024
preț mediu (lei/MWh)	168,84	186,06	172,97
% din consumul intern	17,1	18,4	21,8
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	6521	6543	5862
preț mediu (lei/MWh)	164,22	164,61	167,39
% din consumul intern	137,8	129,1	125,0
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1950	2167	3112
preț mediu (lei/MWh)	161,01	162,20	161,61
% din consumul intern	41,2	42,8	66,3
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1501	1536	693
preț mediu (lei/MWh)	158,44	159,59	168,54
% din consumul intern	31,7	30,3	14,8
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	3070	2840	2057
preț mediu (lei/MWh)	169,08	169,16	175,41
% din consumul intern	64,9	56,0	43,8
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	746	771	573
preț mediu (lei/MWh)	164,90	164,90	181,41
% din consumul intern	15,8	15,2	12,2
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	2288	2338	2141
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	167,96	194,45	185,04
% din consumul intern	48,3	46,1	45,6
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	13,9	8,42	11,14
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	154,74	135,78	110,21
% din consumul intern	0,3	0,2	0,2
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	362	512	465
% din consumul intern	7,6	10,1	9,9
volum tranzacționat la creștere (GWh)	280	411	328
preț mediu de deficit (lei/MWh)	285,41	318,47	285,20
volum tranzacționat la scădere (GWh)	82	100	137
preț mediu de excedent (lei/MWh)	30,76	27,16	30,90
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	4733	5070	4691

- Vânzările pe contracte negociate nu cuprind contractele de furnizare pe piața cu amănuntul sau cele de export, acestea din urmă fiind identificate separat;
- 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; diferențele față de valorile prezentate în Raportul lunii decembrie 2015 sunt determinate de unele actualizări ale modului de calcul; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri putând exista mici diferențe;
- 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);
- Prețul mediu lunar publicat în tabel este calculat ca medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței și este cel 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 decembrie 2016 de 193,99 lei/MWh conform Opcom SA;
- Prețul mediu lunar este calculat pe baza volumului și valorii lunare publicate de Opcom SA

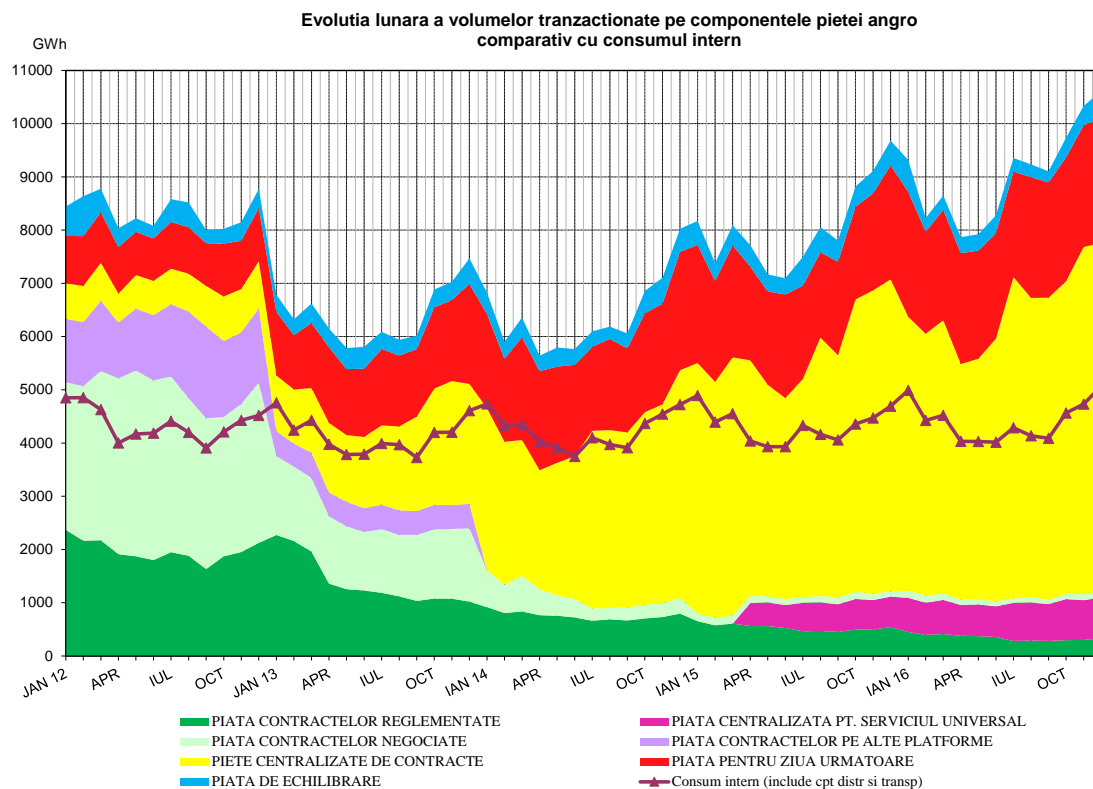
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	2014	2015	2016
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	13669	7922	5435
preț mediu (lei/MWh)	149,79	141,96	138,73
% din consumul intern	26,9	15,6	10,3
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	9058	6413	4152
preț mediu (lei/MWh)	142,68	140,56	136,90
% din consumul intern	17,9	12,6	7,9
1.3. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	4611	1509	1283
preț mediu (lei/MWh)	163,75	147,89	144,67
% din consumul intern	9,1	3,0	2,4
2. EXPORT²⁾			
volum (GWh)	8200	10504	8587
preț mediu (lei/MWh)	173,47	168,05	155,58
% din consumul intern (%)	16,2	20,3	16,2
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	37284	56717	65337
preț mediu (lei/MWh)	173,90	163,87	157,62
% din consumul intern	73,5	109,5	123,5
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	34319	31407	21729
preț mediu (lei/MWh)	174,19	162,01	158,36
% din consumul intern	67,7	61,9	41,1
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1621	7915	12718
preț mediu (lei/MWh)	168,11	167,68	155,90
% din consumul intern	3,2	15,6	24,0
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	1344	17394	30890
preț mediu (lei/MWh)	173,50	165,50	157,80
% din consumul intern	2,6	34,3	58,4
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)		4592	8046
preț mediu (lei/MWh)	-	170,52	162,94
% din consumul intern		9,1	15,2
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	21496	22496	25810
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	154,00*	161,91*	149,74
% din consumul intern	42,4	44,3	48,8
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	64	76	131

preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	162,63	139,46*	126,12
% din consumul intern	1,3	1,5	2,5
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	4169	4861	4001
% din consumul intern	8,2	9,4	7,6
volum tranzacționat la creștere (GWh)	2691	3485	2700
preț mediu de deficit (lei/MWh)	243,35	254,74	272,19
volum tranzacționat la scădere (GWh)	1478	1376	1301
preț mediu de excedent (lei/MWh)	30,77	15,89	23,42
CONSUM INTERN (include cpt distribuție și transport) (GWh)	50728	51807	52891

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; diferențele față de valorile prezentate în Raportul lunii decembrie 2015 sunt determinate de unele actualizări ale modului de calcul; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri putând exista 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 anual publicat în tabel este calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii zilnice de închidere a pieței publicate de Opcom SA; prețul mediu anual calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare, publicat de Opcom SA, a fost în anul 2016 de 154,00 lei/MWh;
* Diferența față de prețurile publicate în anul 2016 se datorează modificării modului de calcul a datelor publicate de Opcom SA;
5. Prețul mediu anual publicat este calculat pe baza volumului și valorii anuale, diferența față de prețul publicat pentru anul 2015 în anul 2016 se datorează unor corecții la datele 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 TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând și comparația cu luna anterioară.

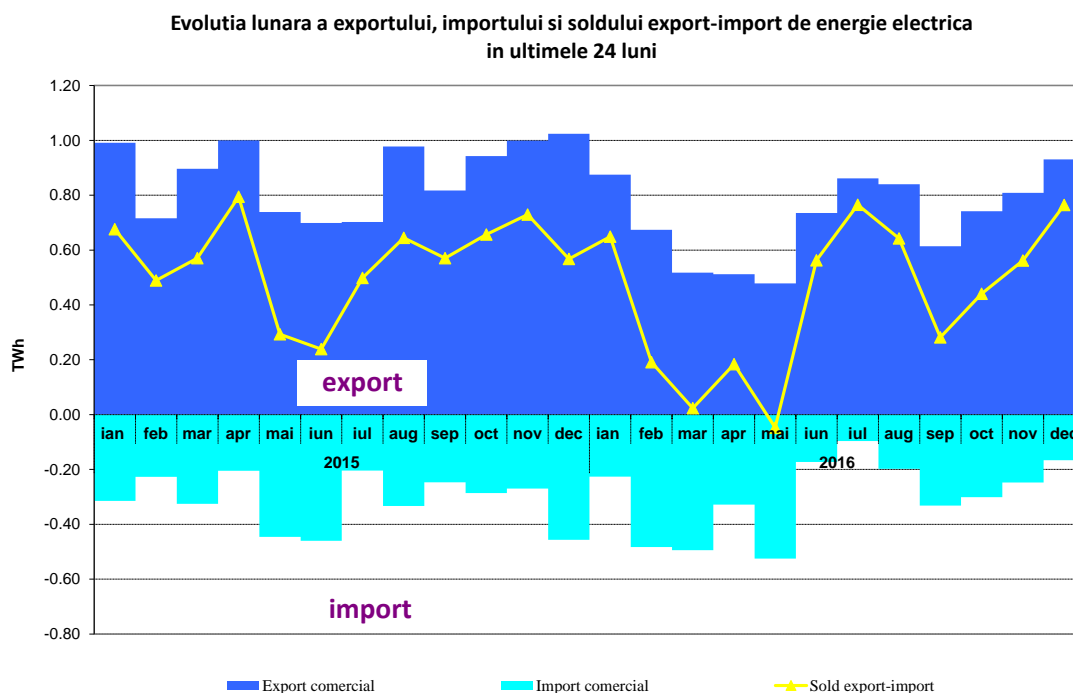
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada 2012 –2016, este prezentată în graficul următor:



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:



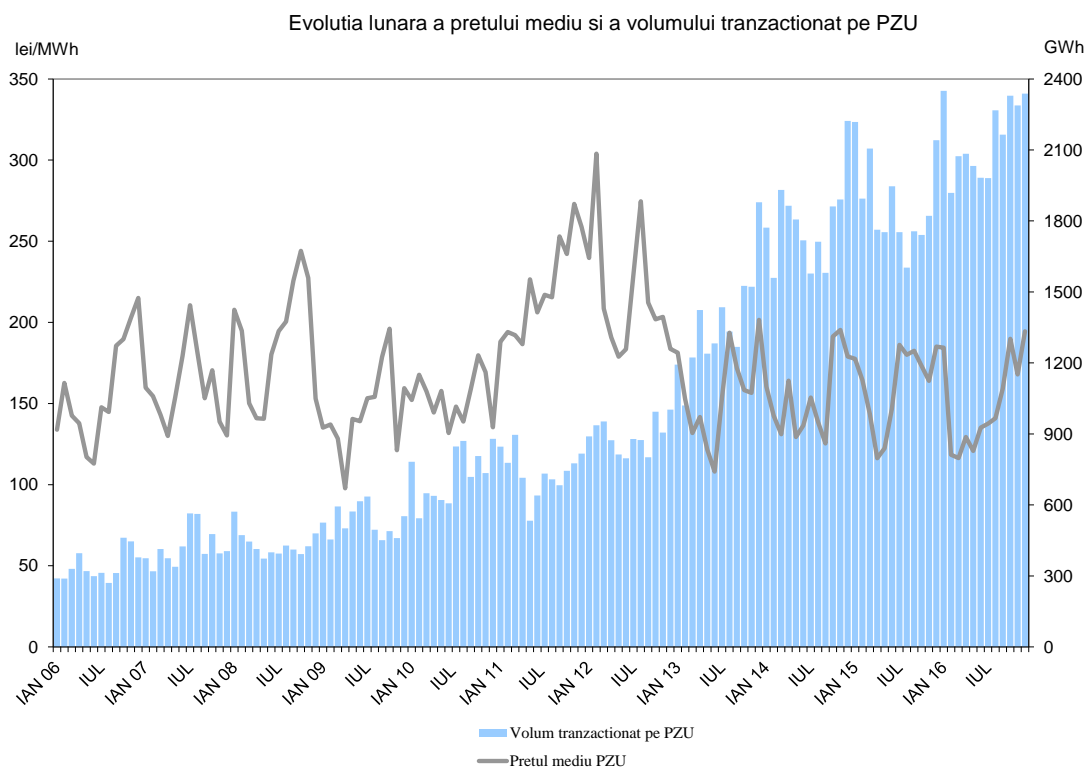
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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	Noiembrie 2016	Decembrie 2016	Decembrie 2015
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	809	931	1024
preț mediu (lei/MWh)	168,84	186,06	172,97
% din consumul intern	17,1	18,4	21,8
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	88	105	2
preț mediu (lei/MWh)	145,32	159,81	191,33
% din consumul intern	1,9	2,1	0,04
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	247	167	457
preț mediu (lei/MWh)	187,57	232,94	178,59
% din consumul intern	5,2	3,3	9,74
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	182	113	377
preț mediu (lei/MWh)	181,39	234,03	182,72
% din consumul intern	3,8	2,2	8,0

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	2014	2015	2016
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	8200	10504	8587
preț mediu (lei/MWh)	173,47	168,05	155,58
% din consumul intern	16,2	20,3	16,2
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	10	34	717
preț mediu (lei/MWh)	166,62	157,75	143,57
% din consumul intern	0,02	0,7	1,4
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	1075	3776	3570
preț mediu (lei/MWh)	179,59	157,43	149,81
% din consumul intern	2,1	7,3	6,8
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	375	2953	2249
preț mediu (lei/MWh)	170,12	157,93	150,82
% din consumul intern	0,74	5,7	4,3

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 decembrie 2016 și în anul 2016, este prezentată în tabelul următor:

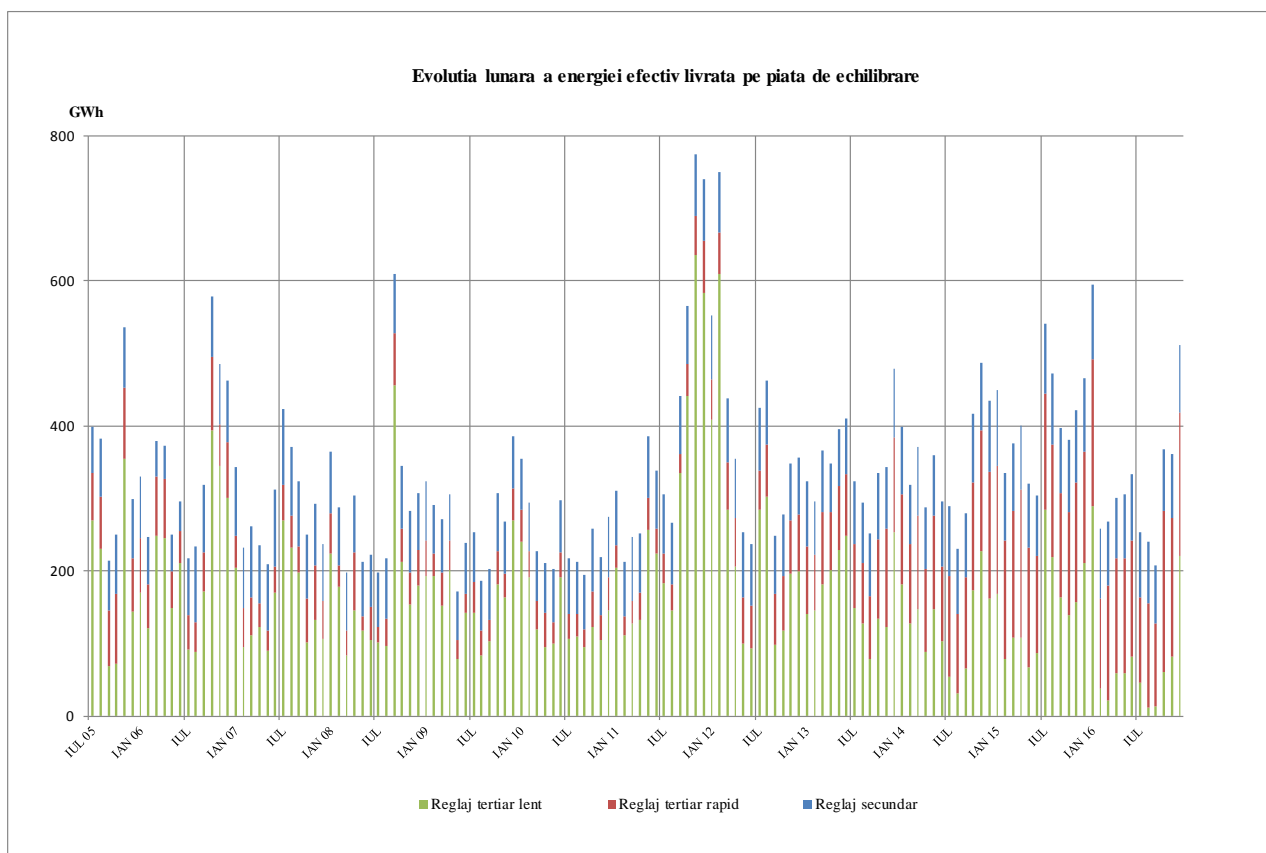
Decembrie 2016	Energie de echilibrare angajată (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrată (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	94	94	
<i>crestere</i>	43	43	
<i>scadere</i>	51	51	
Reglaj terțiar rapid	206	198	4
<i>crestere</i>	157	152	4
<i>scadere</i>	49	46	6
Reglaj terțiar lent	222	220	1
<i>crestere</i>	218	217	0
<i>scadere</i>	4	4	6
TOTAL	521	512	
<i>crestere</i>	418	411	
<i>scadere</i>	103	100	
CONSUM INTERN		5070	
<i>% volum tranzacționat din consumul intern</i>		10.1%	

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

AN 2016	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	1071	1,071	
<i>crestere</i>	515	515	
<i>scadere</i>	556	556	
Reglaj tertiar rapid	2046	1,948	5
<i>crestere</i>	1473	1,413	4
<i>scadere</i>	573	535	7
Reglaj tertiar lent	998	983	1
<i>crestere</i>	784	773	1
<i>scadere</i>	214	210	2
TOTAL	4115	4,001	
<i>crestere</i>	2772	2,700	
<i>scadere</i>	1343	1,301	
CONSUM INTERN		52891	
% volum tranzactionat din consumul intern		7.6%	

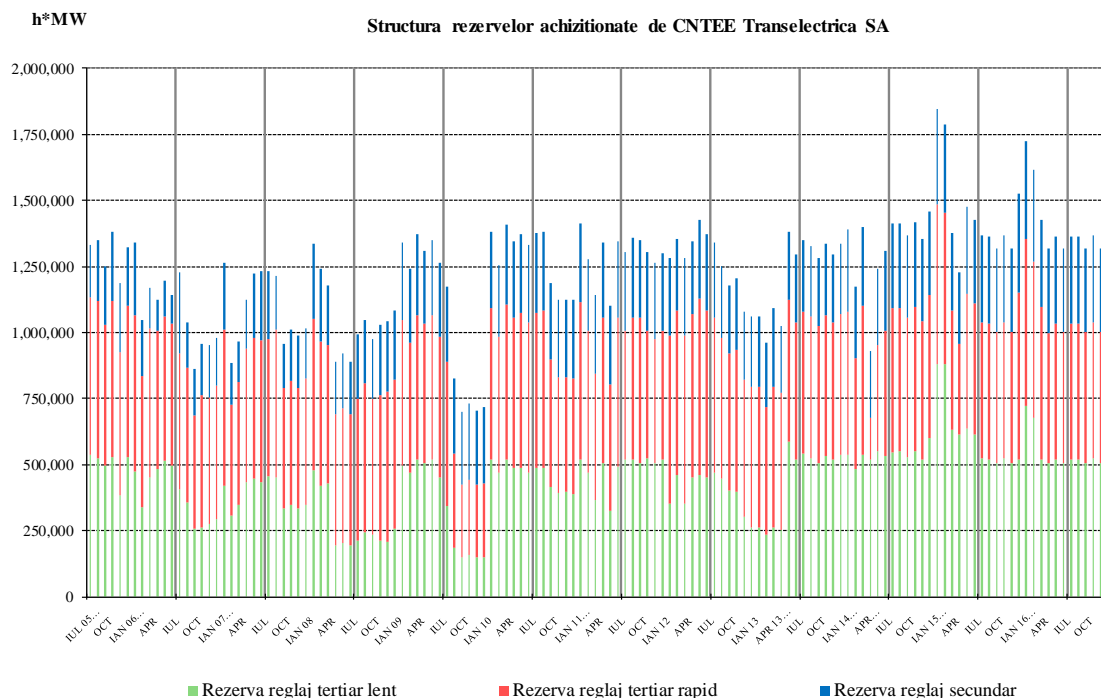
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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



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

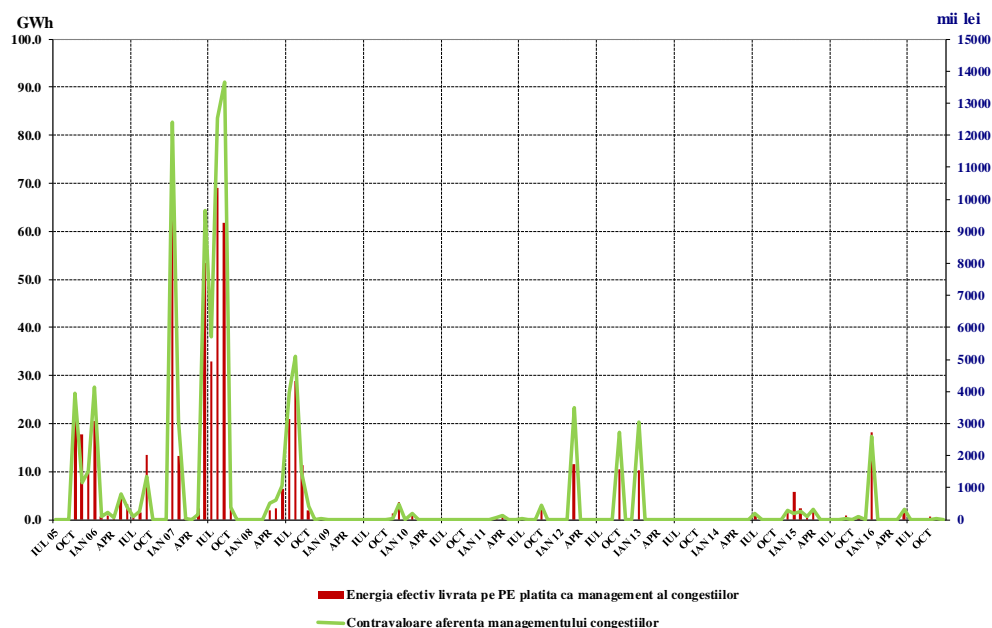
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem-STS, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada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

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



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

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

Producători

În luna decembrie 2016 și respectiv anul 2016, structura obligațiilor de vânzare contractate înainte de intervalul de livrare de producătorii participanți la piața angro care sunt deținători ai unor unități de producere dispecerizabile a fost următoarea:

- GWh -

Tip tranzacție	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
0	1	2	3	4
Reglementat către FUI, producător hidro	341,52	245,51	4160,37	2697,70
Reglementat către FUI, producător nuclear	200,47	83,69	2252,44	1454,56
Negociat, la furnizori	98,59	115,93	1304,03	1283,21
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din	3067,62	3259,73	32860,53	31910,4
<i>PCCB-LE</i>	2238,97	1387,47	22487,94	14427,7
<i>PCCB-NC</i>	484,25	1149,86	6714,45	8875,03
<i>PC-OTC</i>	344,40	722,41	3658,15	8607,72
PCSU	361,68	494,26	2849,61	5368,06
PZU	1424,54	1619,30	14828,95	17312,7
PI	9,35	5,30	55,90	82,12
Export*	0,00	0,00	0,00	0,00
Contracte de furnizare la clienți finali	216,69	291,92	2810,85	3026,04
Total	5720,45	6115,65	61122,69	63134,8

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPE

*Notă:** pentru luna decembrie 2015, un producător a raportat, în afara machetelor de monitorizare, tranzacții de vânzare de 7440 MWh și cumulativ pentru anul 2015, cantitatea de 137090 MWh pe piața din Ungaria.

Furnizori

În luna decembrie 2016, pe piața de energie electrică au activat 107 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia 30 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 77 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

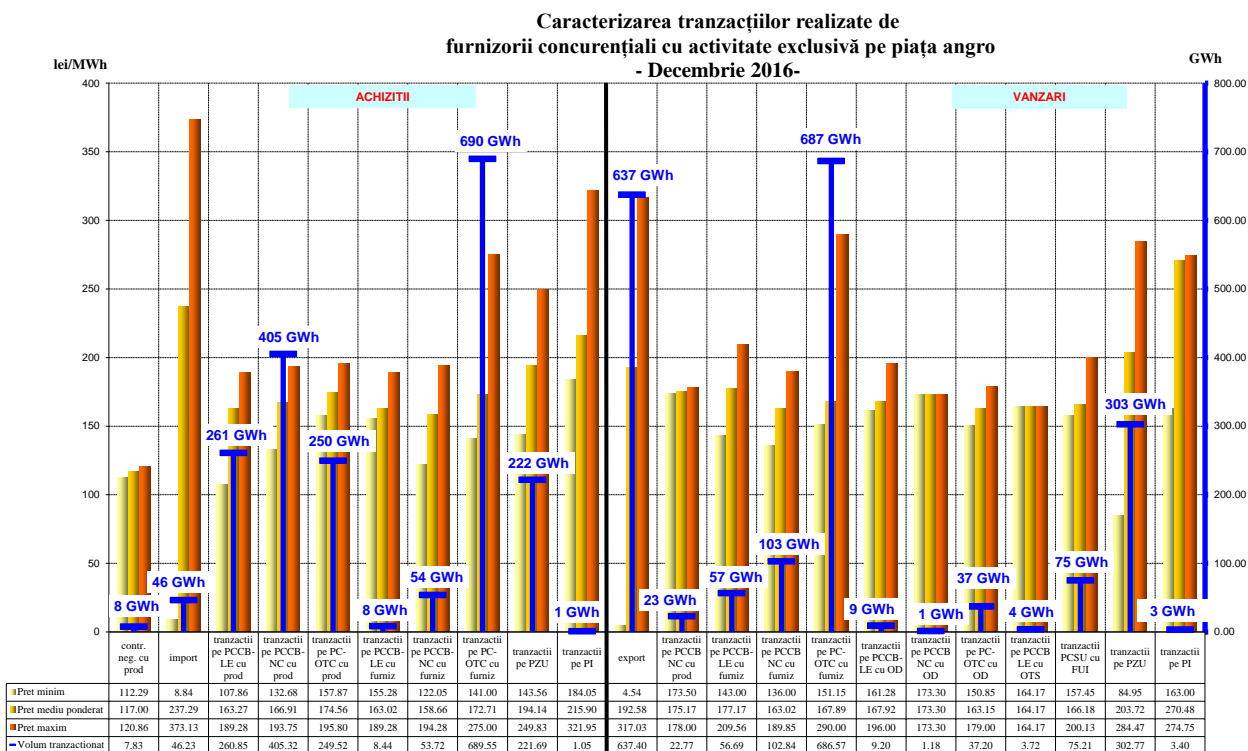
Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi numai pe PAN, prezentând structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna decembrie 2016 și respectiv anul 2016, comparativ cu perioada similară și anul 2015:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-			
	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
Achiziții				
import	70,86	46,23	670,74	1225,46
tranzacții negociate cu alți furnizori	0,00	0,00	3,36	0,00
tranzacții negociate cu producători	0,00*	7,83	0,00	298,40
tranzacții pe PCC, din care:	1571,07	1667,41	15293,28	15894,33
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	489,38	260,85	5496,68	2657,14
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	93,09	405,32	1370,55	3132,38
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	185,82	249,52	1819,67	3119,98
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	52,57	8,44	628,37	172,90
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	11,14	53,72	86,03	934,30
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	739,07	689,55	5891,97	5877,63
tranzacții pe PZU	358,98	221,69	3059,10	3427,86
tranzacții pe PI	4,49	1,05	22,52	57,99
Vânzări				
export	759,05	637,40	7748,88	5975,06
tranzacții negociate cu alți furnizori	0,00	0,00	3,36	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1046,33	920,16	8827,56	11102,24
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,50	22,77	2,52	60,55
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	6,00	0,00	67,62	77,07
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	65,96	56,69	674,02	1351,71
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	15,16	102,84	168,29	1210,78
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	824,80	686,57	7000,79	7959,34
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	63,24	9,20	584,88	82,10
- tranzacții pe PC-NC cu OD	7,43	1,18	27,59	9,46
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	63,24	37,20	301,86	318,11
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	0,00	3,72	0,00	33,12
tranzacții PCSU cu FUI	68,51	75,21	210,70	692,65
tranzacții pe PZU	129,55	302,77	2259,23	3066,89
tranzacții pe PI	0,84	3,40	12,94	62,20

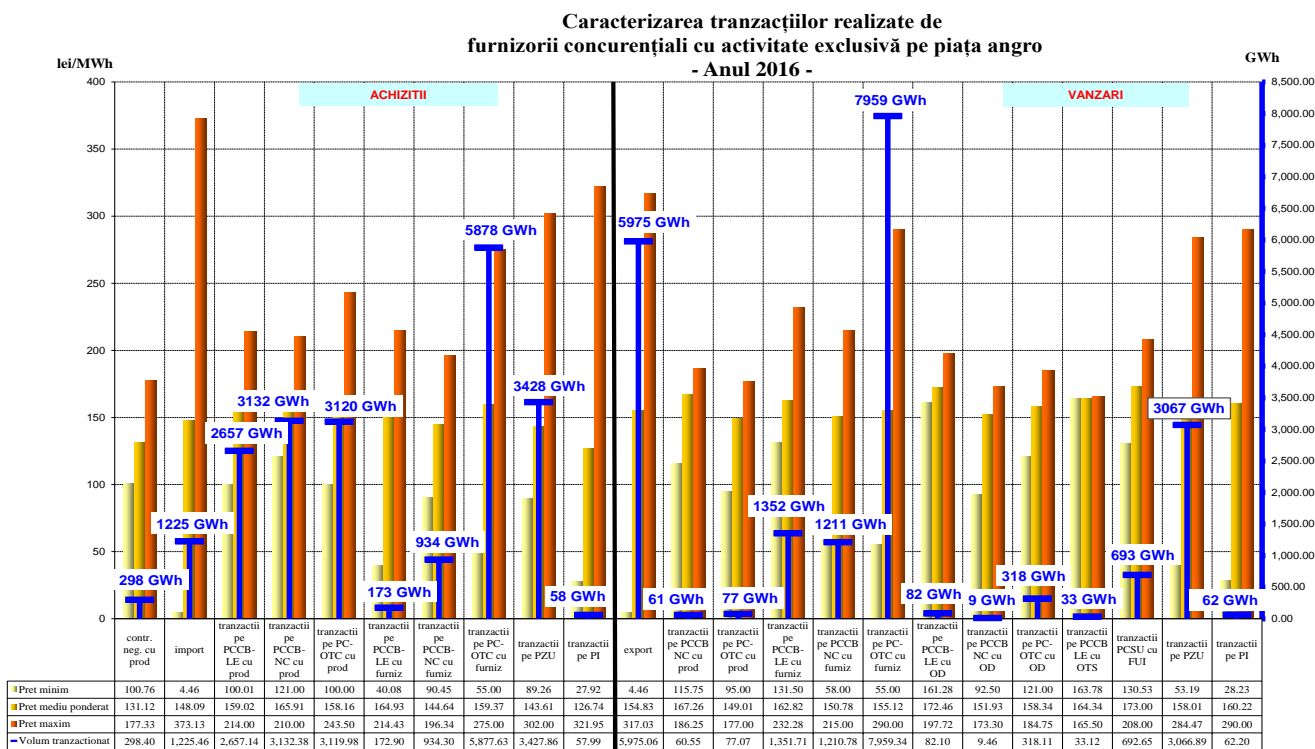
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

* deși cantitățile raportate sunt tranzacționate pe contracte încheiate înaintea apariției Legii energiei nr. 123/2012, în luna decembrie 2015, acestea nu apar în tabelul de mai sus deoarece, în perioada respectivă, furnizorul care a achiziționat negociat de la producători avea calitatea de furnizor concurențial cu activitate pe PAM

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE



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 decembrie 2016 și respectiv anul 2016, comparativ cu perioada similară și anul 2015:

-GWh-

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
Achiziții				
import	9,01	8,09	143,87	98,84
tranzacții negociate cu alți furnizori	0,00	0,00	201,86	0,00
tranzacții negociate cu producători	99,38	108,60	1317,89	996,81
tranzacții pe PCC, din care:	2610,45	3230,14	26093,93	34039,18
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	978,59	753,23	9611,79	7346,38
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	302,13	365,57	4242,29	2538,53
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	131,10	368,77	1486,07	4578,61
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	239,32	382,87	3287,61	4150,56
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	141,77	191,76	762,42	1218,86
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	817,57	1167,96	6703,76	14206,24
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât L23/2014 și L122/2015)*	11,32	9,55	251,47	170,97
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	16,96	19,72	209,02	321,40
tranzacții pe PZU	802,22	868,55	9546,58	10204,93
tranzacții pe PI	5,13	5,03	24,50	48,34
Vânzări				
export	255,95	176,99	2583,90	1876,11
tranzacții negociate cu alți furnizori	0,00	0,00	201,86	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1677,11	2280,80	14207,15	21611,96
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	13,39	14,18	160,22	125,18
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	34,70	40,15	229,57	228,57
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	4,68	46,08	97,88	216,79
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	369,52	342,63	4818,86	3248,89
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	141,47	197,72	782,82	2189,23
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	808,08	1314,06	6249,95	13460,86
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	288,00	300,65	1666,53	1917,63
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	9,83	2,87	15,23	19,58
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	7,44	22,47	186,09	205,24
tranzacții pe PCSU cu FUI	142,45	201,53	1531,81	1985,11
tranzacții pe PZU	134,67	242,12	1753,99	2216,88
tranzacții pe PI	0,63	0,80	4,53	7,12
clienți noncasnici	1419,38	1452,94	18437,15	18414,33

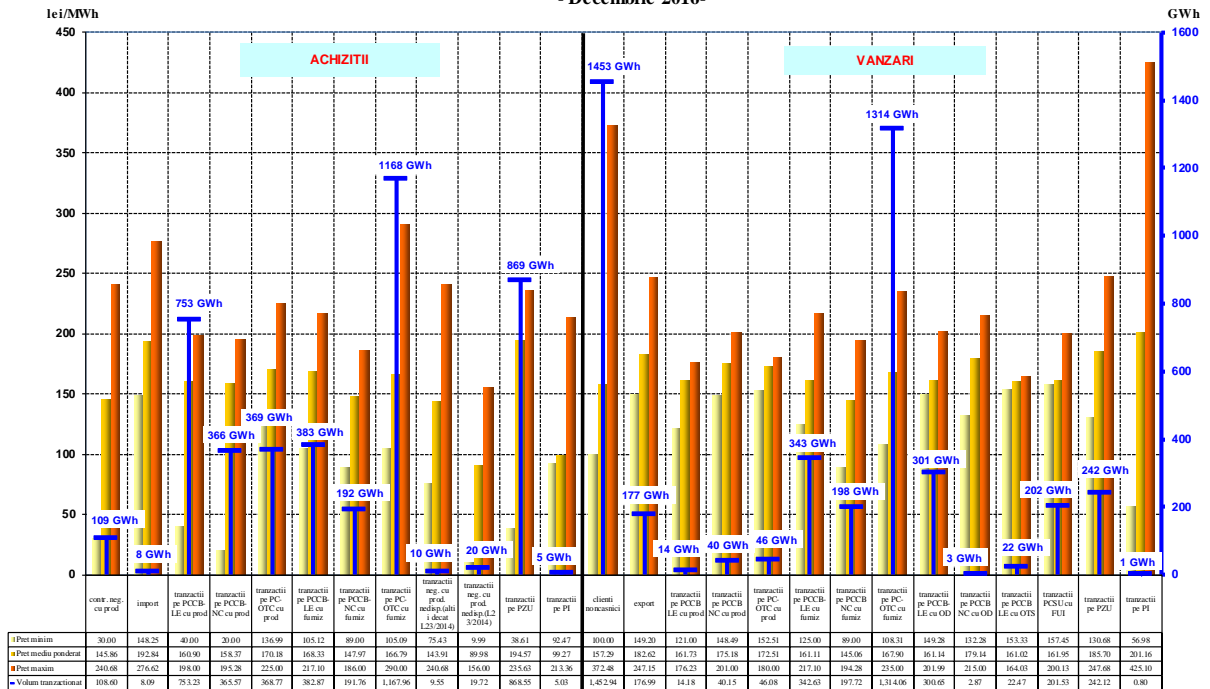
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

*tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispencerizabili 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 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

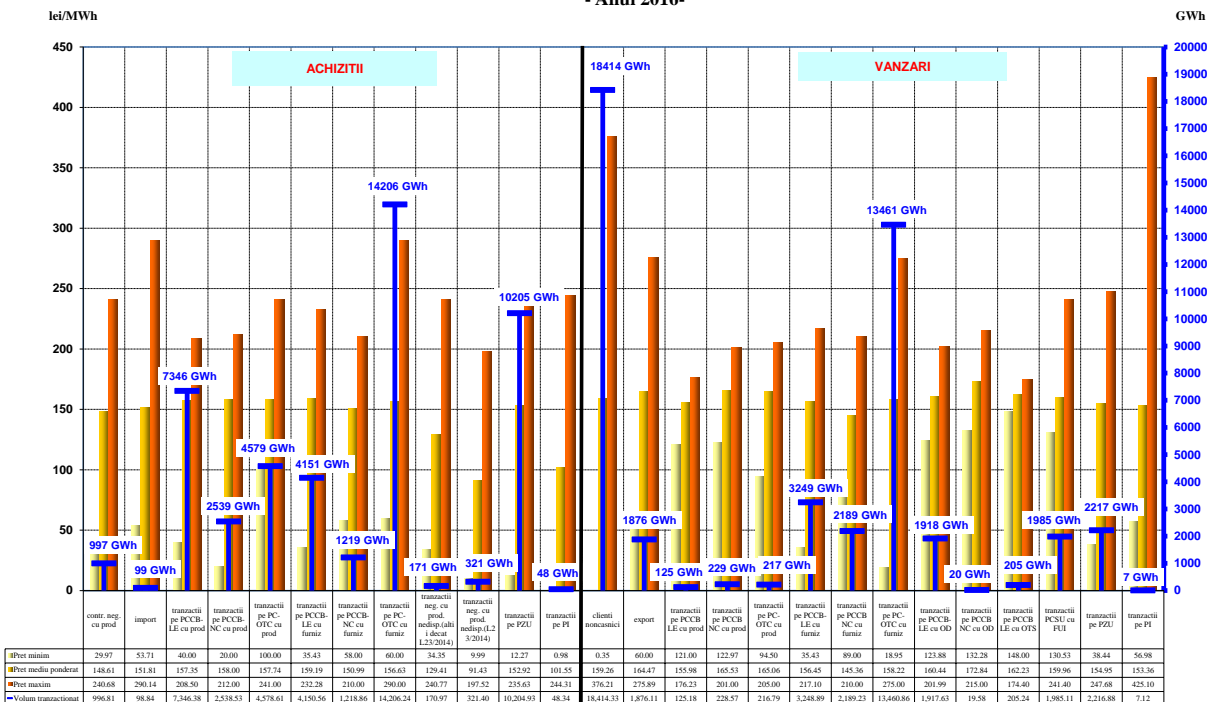
Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna decembrie 2016, respectiv anul 2016 de către furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul - Decembrie 2016-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și piața cu amănuntul - Anul 2016-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Furnizori de ultimă instanță

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru alimentarea a clienților finali în regim SU și UI, este prezentată în tabelul următor pentru luna decembrie 2016 și respectiv anul 2016 comparativ cu perioada similară și anul 2015:

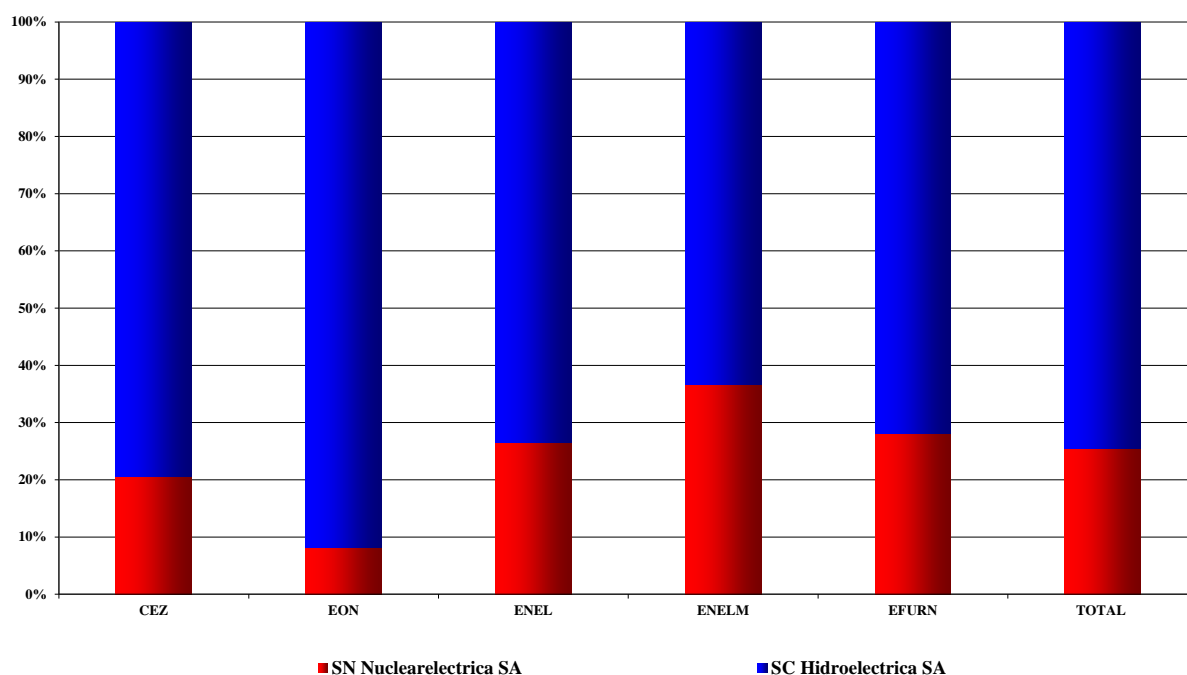
-GWh-

Structura tranzacțiilor totale ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de SU și UI	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
contracte reglementate cu producători	541,99	329,20	6412,82	4152,27
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)*	0,03	0,02	0,39	0,41
tranzacții PCC, din care:	69,79	21,85	1748,05	731,60
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	47,03	1,49	805,69	258,91
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,04	0,26	410,34	142,96
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,50	14,97	24,98	145,61
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	21,22	0,20	435,14	54,47
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	3,72	9,23	83,78
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	1,00	1,22	62,66	45,87
tranzacții PCSU, din care:	572,63	771,00	4592,11	8045,82
- tranzacții PCSU cu producători	361,68	494,26	2849,61	5368,06
- tranzacții PCSU cu furnizori	210,96	276,74	1742,50	2677,76
tranzacții pe PZU, din care:	59,99	68,55	1313,66	668,91
- cumpărare	117,80	161,89	1832,53	1473,09
- vânzare	57,81	93,34	518,87	804,18

*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

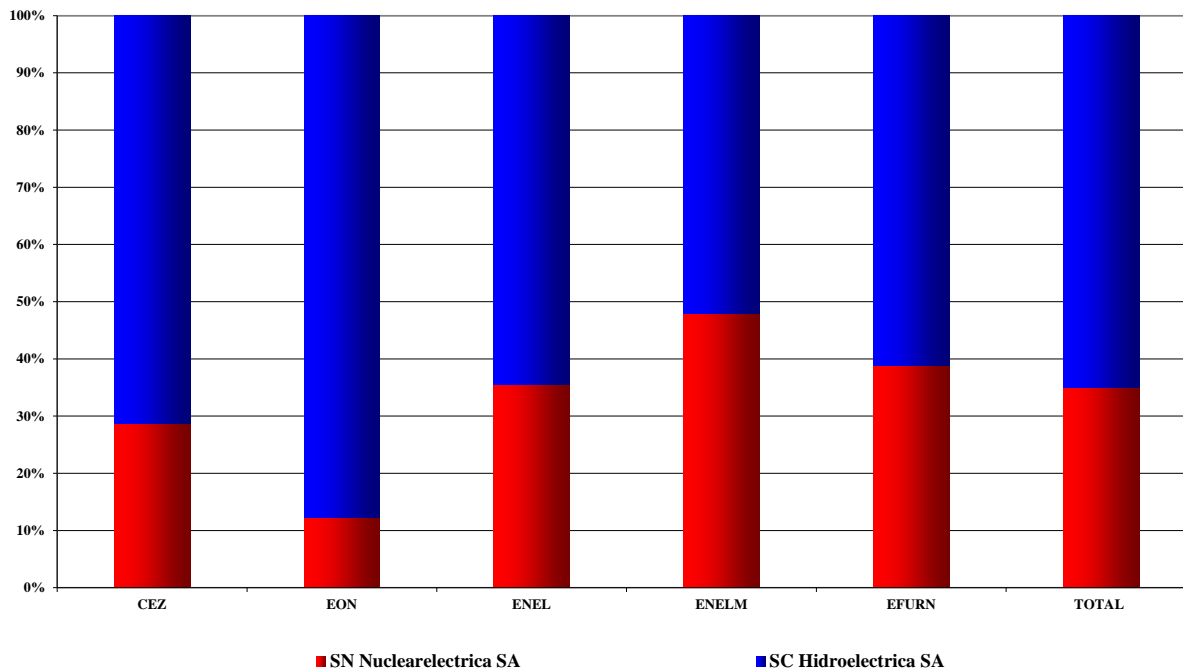
Detalierea achiziției de energie electrică a furnizorilor de ultimă instanță, pe contractele reglementate încheiate cu principalii producători, în decembrie 2016, respectiv în anul 2016 este prezentată în graficul următor:

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



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

Achiziția de energie electrică pe contracte reglementate a furnizorilor de ultimă instanță de la principalii producători pentru consumatorii alimentați în regim reglementat
- Anul 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. 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 tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru CPC este prezentată în tabelul următor pentru luna decembrie 2016 și respectiv anul 2016 comparativ cu perioada similară și anul 2015:

-GWh-

Structură tranzacțiilor furnizorilor de ultimă instanță pentru CPC	Decembrie 2015		Decembrie 2016		Anul 2015		Anul 2016	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții PCC, din care:					913,61	174,77		
- PCCB-LE cu producători					347,23	173,56		
-PCCB-NC cu producători					265,13	179,86		
-PC-OTC cu producători					14,87	175,50		
-PCCB-LE cu alți furnizori					229,76	168,89		
-PCCB-NC cu alți furnizori					7,43	183,02		
-PC-OTC cu alți furnizori					49,19	181,82		
tranzacții PCSU, din care:	572,63	181,41	771,00	164,90	4592,11	170,52	8045,82	162,94
- PCSU cu producători	361,68	177,05	494,26	165,91	2849,61	166,50	5368,06	162,75
- PCSU cu alți furnizori	210,96	188,88	276,74	163,10	1742,50	144,10	2677,76	163,33
tranzacții PZU, din care:	28,00	-	32,00	-	605,91	-	211,65	-
- cumpărare	60,26	206,94	77,06	218,83	886,94	188,20	696,93	169,36
- vânzare	32,26	187,87	45,06	178,85	281,03	160,50	485,27	147,34
TOTAL*	600,63	183,62	803,00	169,30	6111,63	174,18	8257,48	164,40

* Valorile publicate pentru decembrie 2015 și anul 2015 în anul 2016 diferă semnificativ determinat de modificarea modului de calcul

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 decembrie 2016 și respectiv anul 2016, comparativ cu perioada similară și anul 2015:

- GWh -

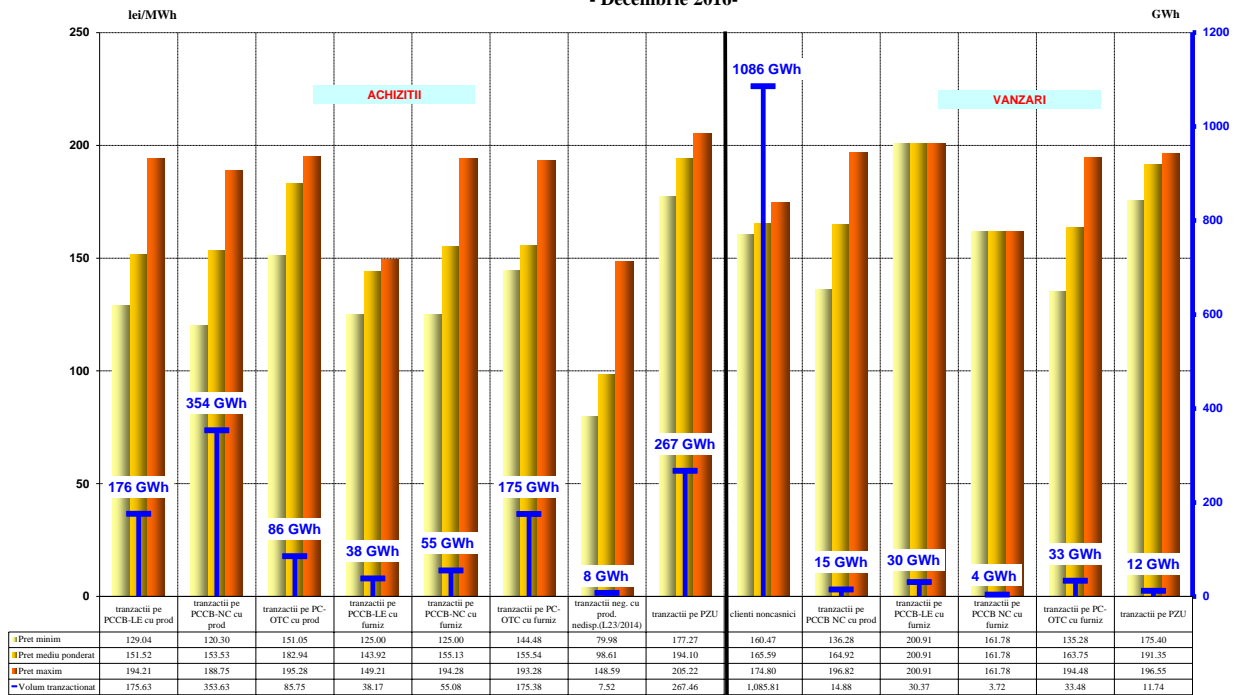
Structură tranzacții furnizori de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al PAM	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
Achiziții				
tranzacții pe PCC, din care:	881,48	883,64	8664,12	9404,66
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	523,84	175,63	5199,73	2719,63
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	80,11	353,63	536,78	2693,26
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	27,34	85,75	342,37	688,20
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	165,68	38,17	1872,16	560,73
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,72	55,08	88,49	1202,15
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	80,00	175,38	624,59	1540,70
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (altii decat L23/2014 și L122/2015)*	0,91	0,00	9,86	0,71
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (L23/2014 și L122/2015)**	4,03	7,52	25,09	192,42
tranzacții pe PZU	168,85	267,46	3153,01	3173,21
tranzacții pe Piața Intrazilnică	0,01	0,00	0,59	0,00
Vânzări				
tranzacții pe PCC, din care:	71,19	82,45	1011,05	715,69
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	14,88	0,00	88,32
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	0,00	0,00	0,48	0,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	43,31	30,37	715,52	338,06
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	0,00	3,72	0,00	39,08
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	5,56	33,48	32,25	250,24
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	22,32	0,00	262,80	0,00
tranzacții pe PZU	23,12	11,74	91,22	97,57
tranzacții pe Piața Intrazilnică	0,00	0,00	0,05	0,00
clienți noncasnici	990,45	1085,81	10879,42	11908,87

*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

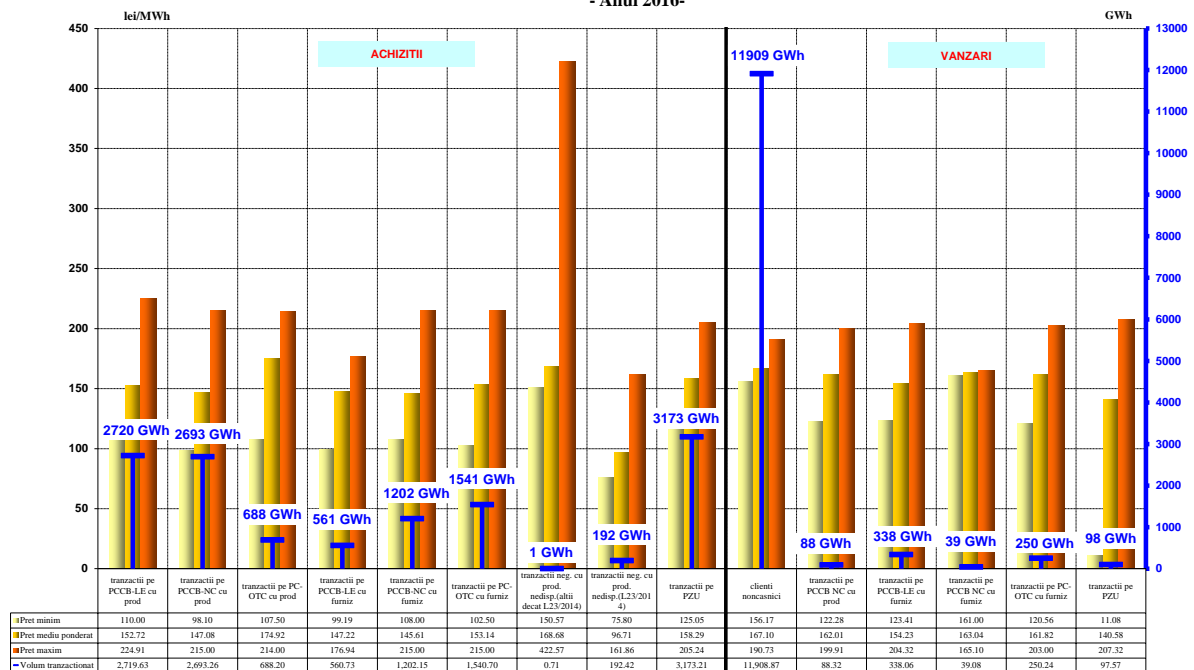
Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna decembrie 2016, respectiv anul 2016 de către furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al pieței cu amănuntul - Decembrie 2016-



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

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de furnizorii de ultimă instanță pe segmentul concurențial al pieței cu amănuntul - Anul 2016-



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

Operatori de distribuție principali

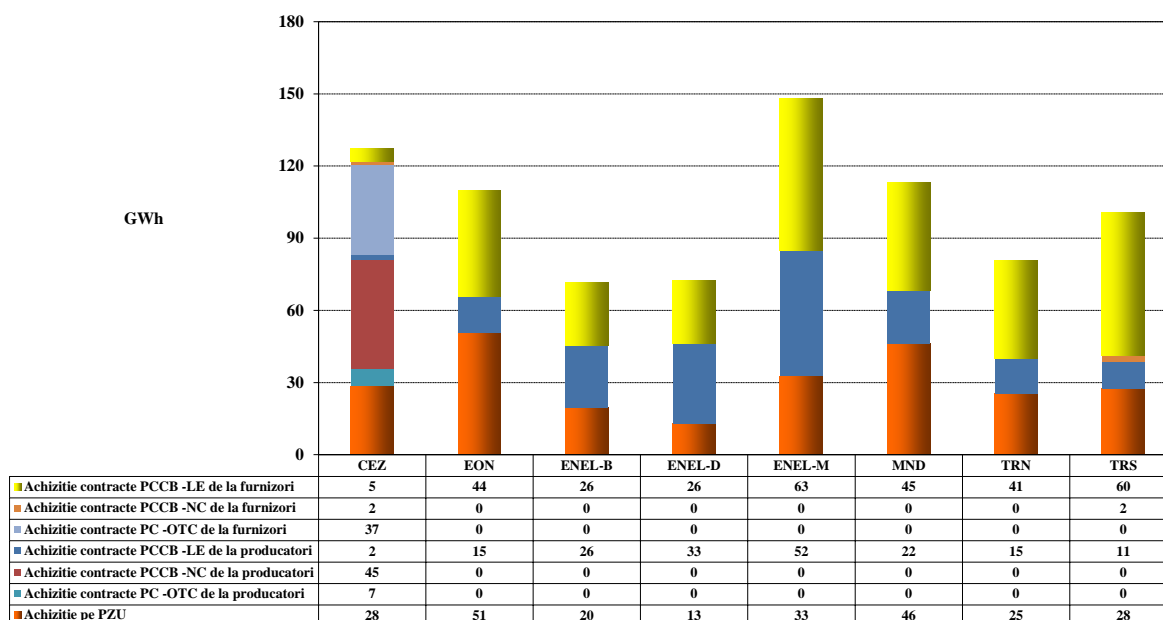
Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție principali (realizată înainte de intervalul de livrare), pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna decembrie 2016 și respectiv anul 2016 comparativ cu perioada similară și anul 2015:

- GWh -

Structură tranzacții	Decembrie 2015	Decembrie 2016	Anul 2015	Anul 2016
tranzacții pe PCC, din care:	611,27	580,36	4280,12	4113,61
- PCCB-LE cu producători	142,79	176,90	1223,77	1485,76
- PCCB-NC cu producători	10,71	44,92	164,84	160,50
- PC-OTC cu producători	3,72	7,44	32,64	120,47
- PCCB-LE cu furnizori	373,56	309,85	2514,21	1999,73
- PCCB-NC cu furnizori	17,26	4,05	42,82	29,04
- PC-OTC cu furnizori	63,24	37,20	301,86	318,11
tranzacții Intrazilnice	0,00	0,59	0,00	2,59
tranzacții pe PZU, din care:	197,86	240,54	1720,42	1848,16
- cumpărare PZU	204,66	243,29	1775,90	1903,57
- vânzare PZU	6,80	2,75	55,48	55,42

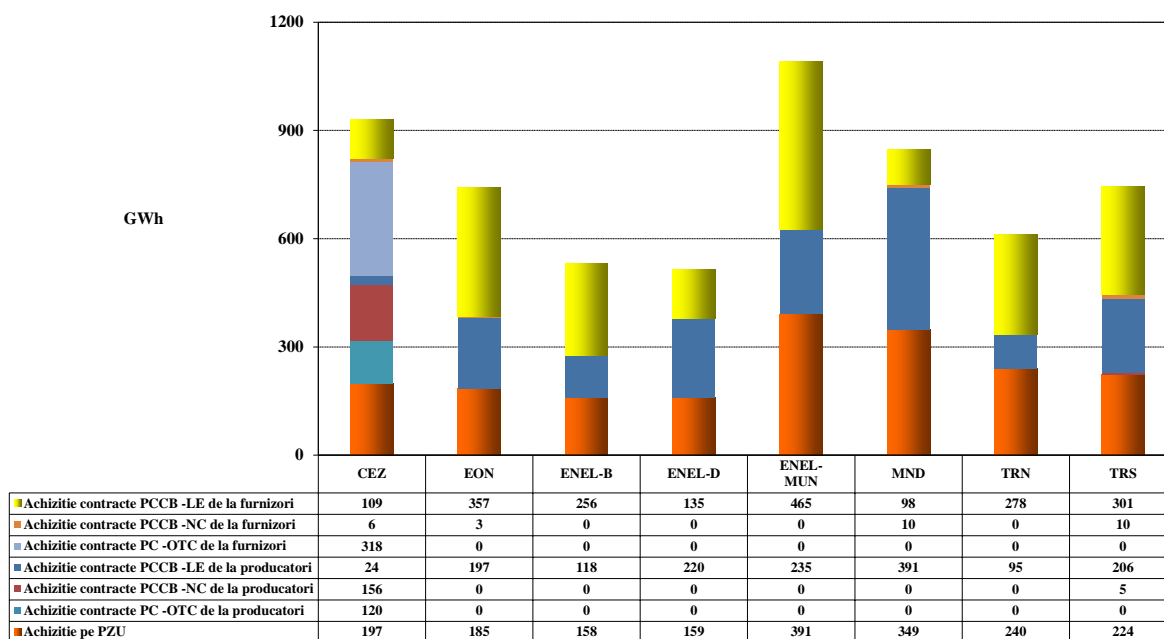
Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție principali în decembrie 2016, respectiv în anul 2016 este prezentată în graficul următor:

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



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

**Structura tranzacțiilor de energie electrica ale operatorilor de distribuție principali
corespunzătoare acoperirii consumului propriu tehnologic
- Anul 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.

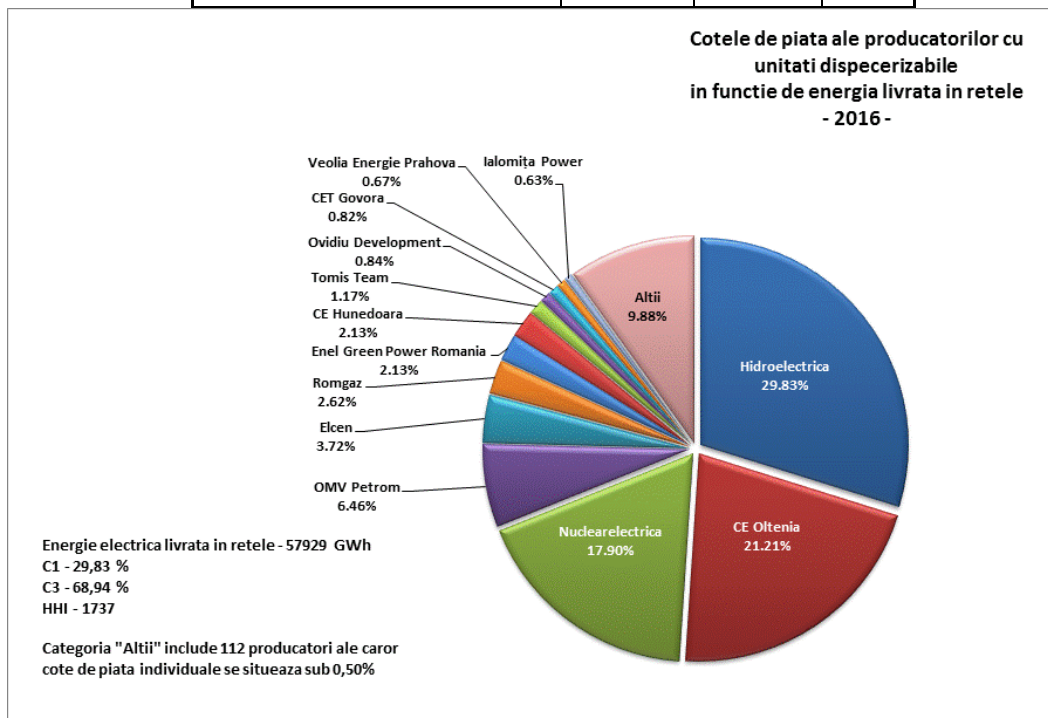
Acești indicatori pot fi calculați pentru întreaga piață (de energie electrică, de servicii tehnologice de sistem - STS) sau pentru componente ale acesteia, pe care concurența se manifestă direct.

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 tabelul următor se prezintă indicatorii de concentrare care caracterizează luna decembrie 2016, iar în grafic sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică, deținători de unități de producere dispeceerizabile, realizate pe ansamblul componentelor pieței angro de energie electrică și stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele în anul 2016.

Indicatori de concentrare - decembrie 2016 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	23,54	61,65	1400



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 decembrie 2016 și pe întregul an 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 - Decembrie 2016 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	58	57	73	57	42	77
C3 - % -	96	95	95	96	90	99
HHI	4608	4545	5526	4012	3386	6306

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

Indicatori de structura/concentrare a pieței de echilibrare - ANUL 2016 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	59	60	63	56	41	39
C3 - % -	95	94	93	93	82	87
HHI	4502	4504	4432	3942	2941	3117

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 licitații pentru achiziția concurențială de rezerve pentru toate tipurile de reglaj.

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 decembrie 2016 și anul 2016.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Decembrie 2016 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	14880	14880	342240
	C1 (%)	53,8	100,0	100,0
	C3 (%)	100,0	100,0	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	313720	499720	178560
	C1 (%)	60,6	79,9	60,4
	C3 (%)	98,1	94,0	100,0
	HHI	4916	6494	5217

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

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor tehnologice de sistem - Anul 2016 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	175680	175680	4775040
	C1 (%)	84,9	99,7	84,6
	C3 (%)	100,0	100,0	95,6
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	3791020	6185210	1762560
	C1 (%)	65,1	82,6	71,0
	C3 (%)	96,9	93,7	99,7
	HHI	5092	6899	5459

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 - Decembrie 2016 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	13,45	32,73	547
Cumpărare	22,39	42,01	827

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 (bursa 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 guvernarea 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.

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii de transport din România și Ungaria, CNTEE Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreeat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU.

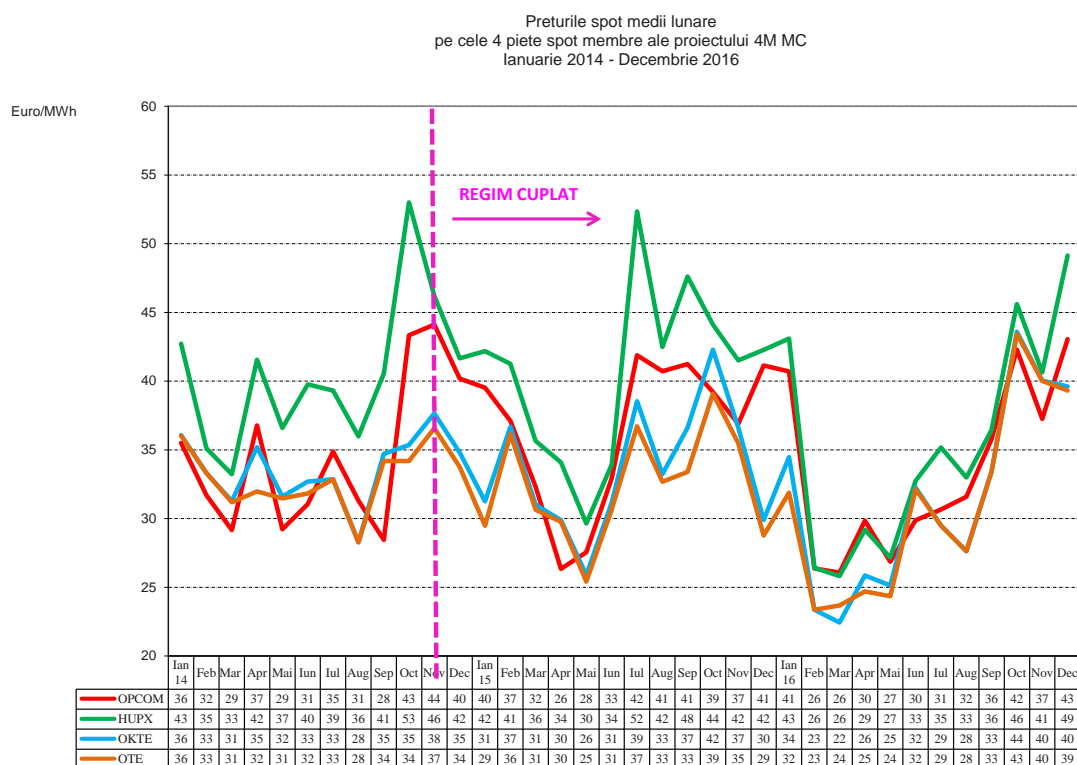
Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria.

Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculat lunar pe fiecare

subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

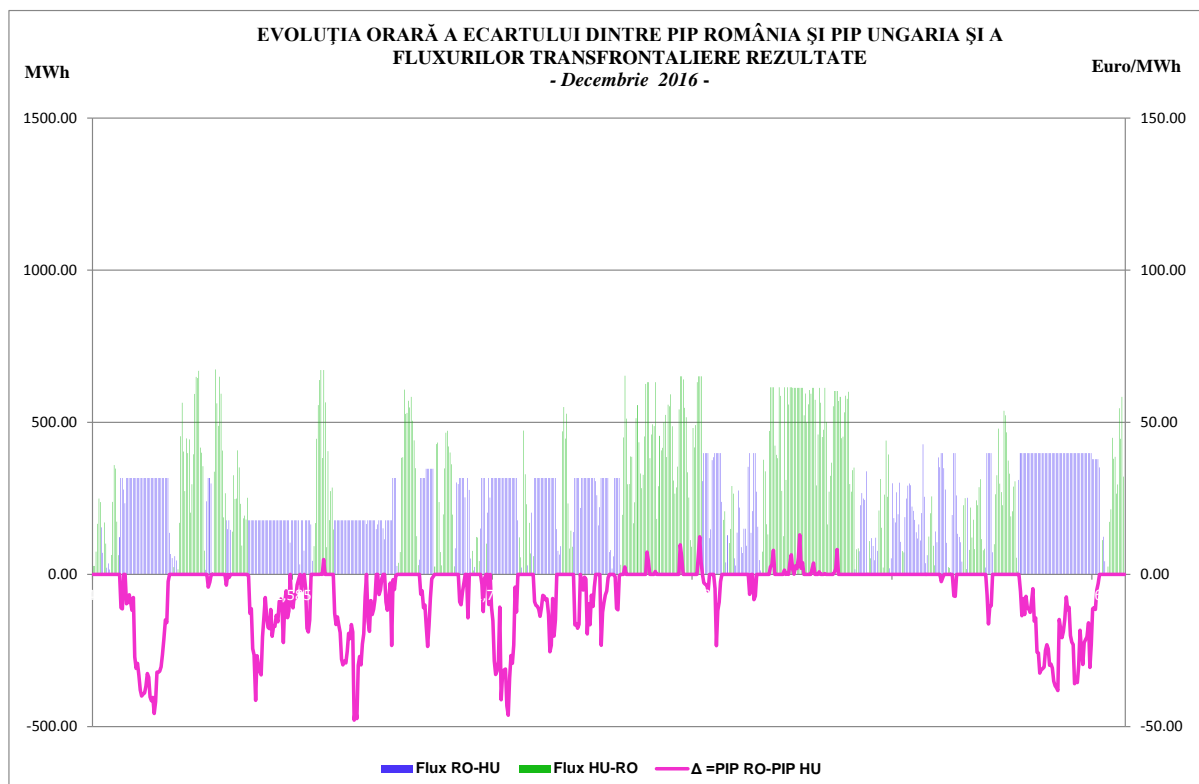
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

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.



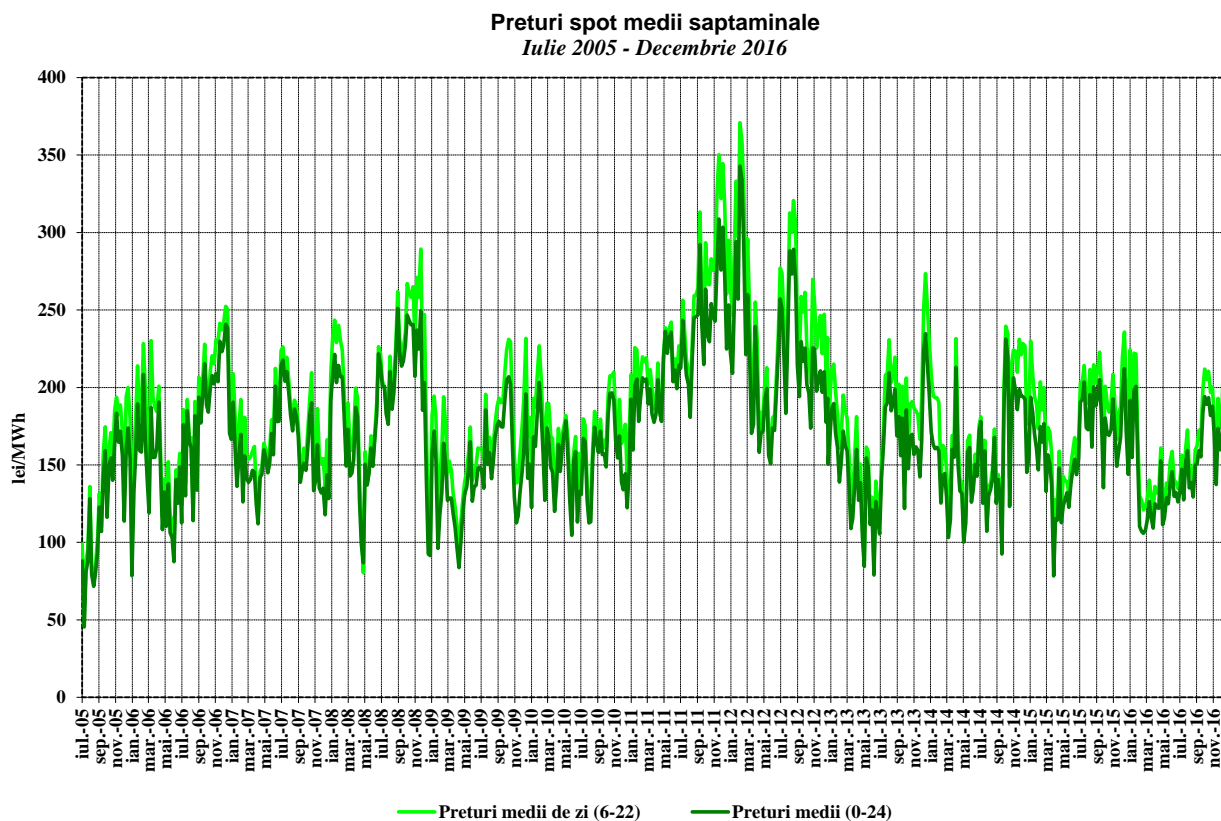
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPE

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 decembrie 2016.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPE

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

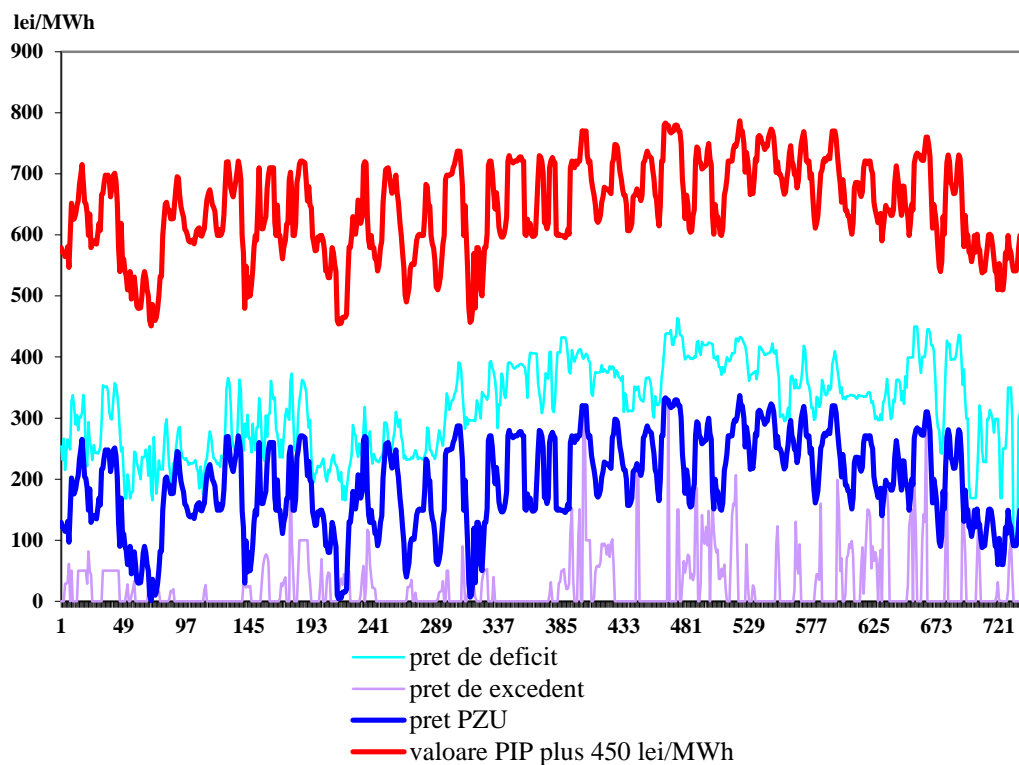


Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare SMPE

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.

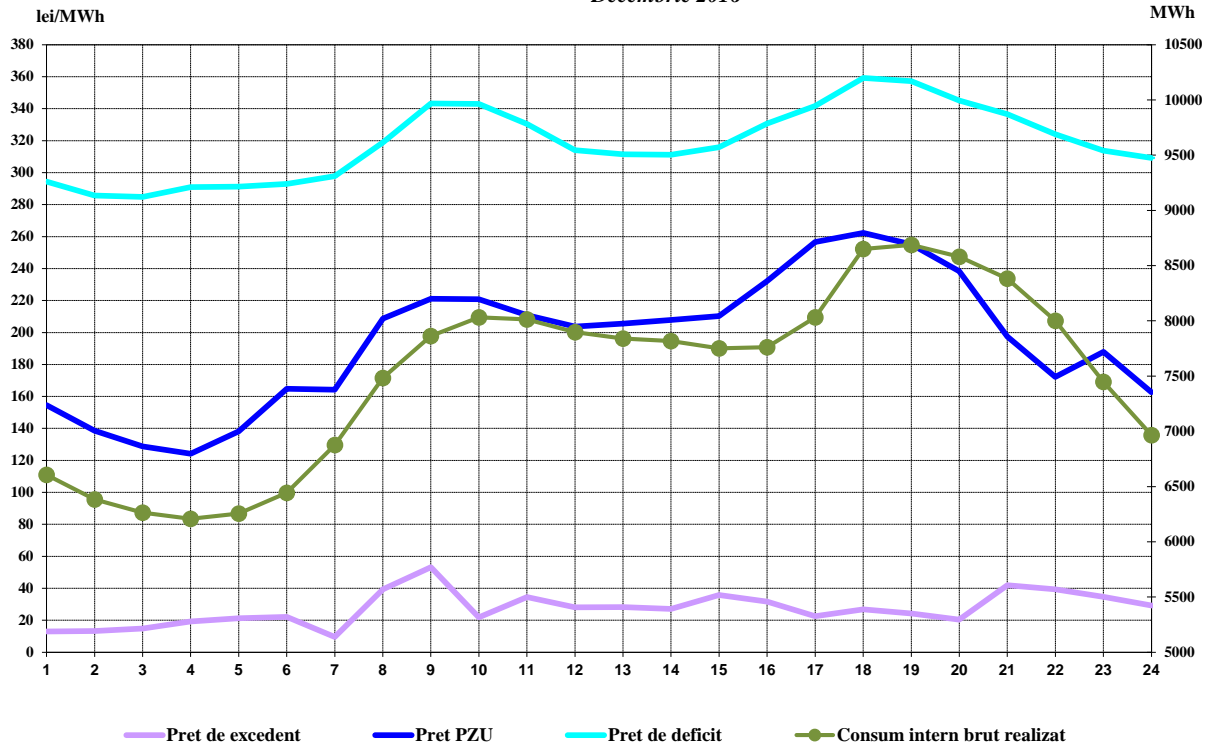
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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

Preturi orare de decontare
luna Decembrie 2016



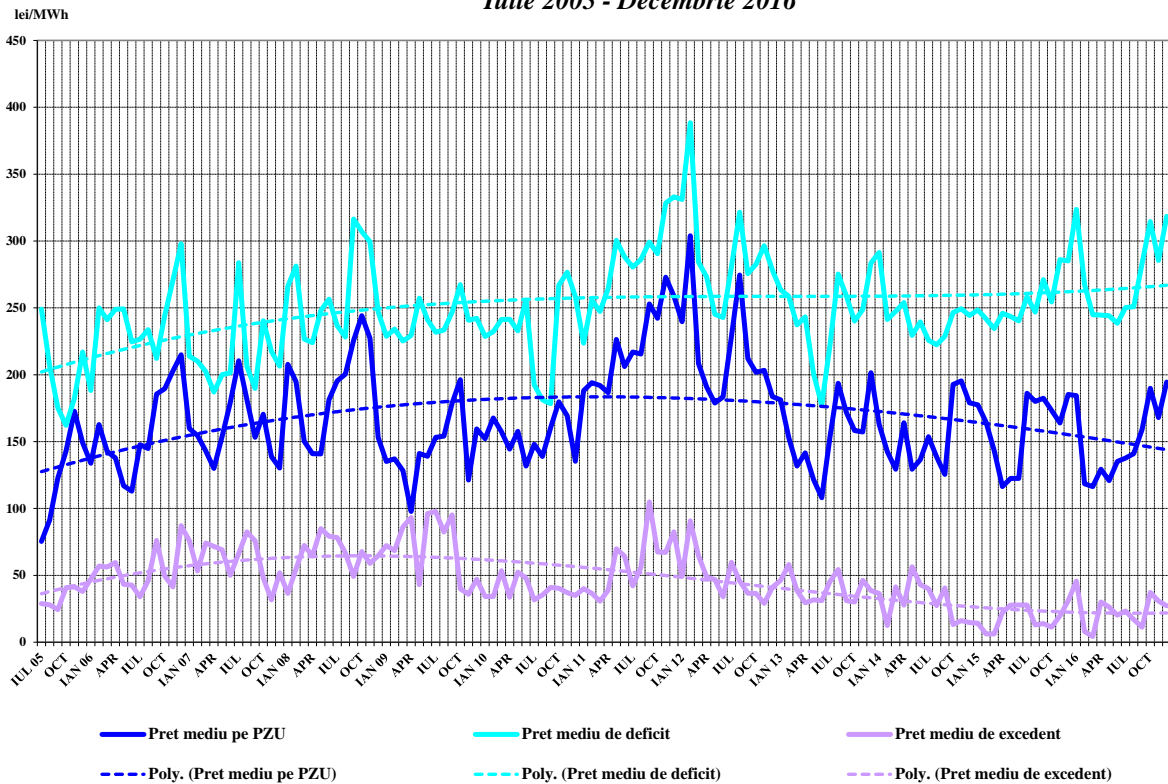
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPE

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



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

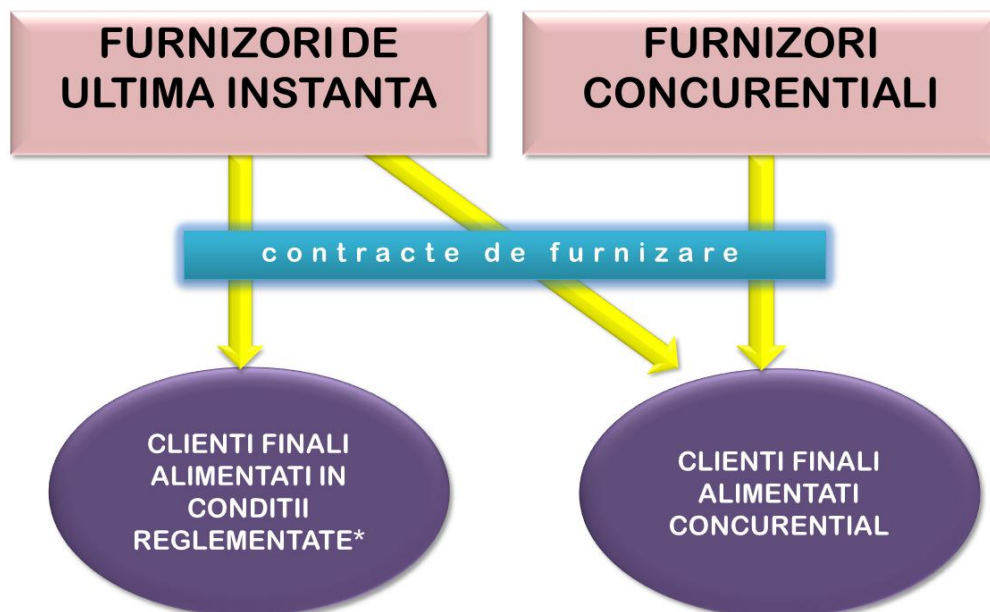
Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE
Iulie 2005 - Decembrie 2016



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

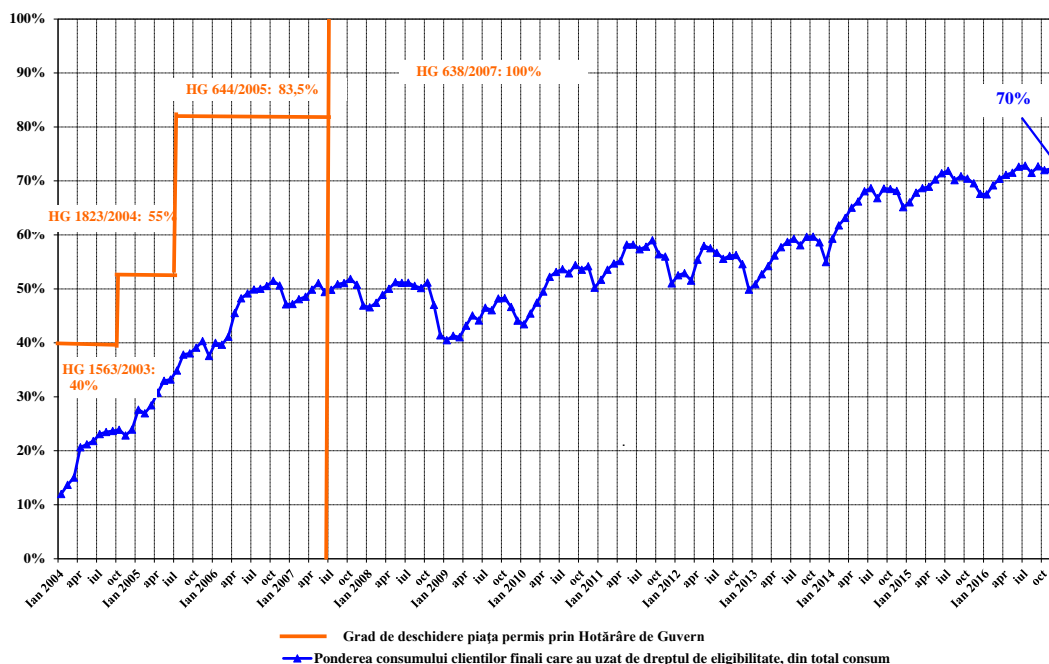


* conform art. 53 alin.(2) si art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice si gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – decembrie 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 -Decembrie 2016

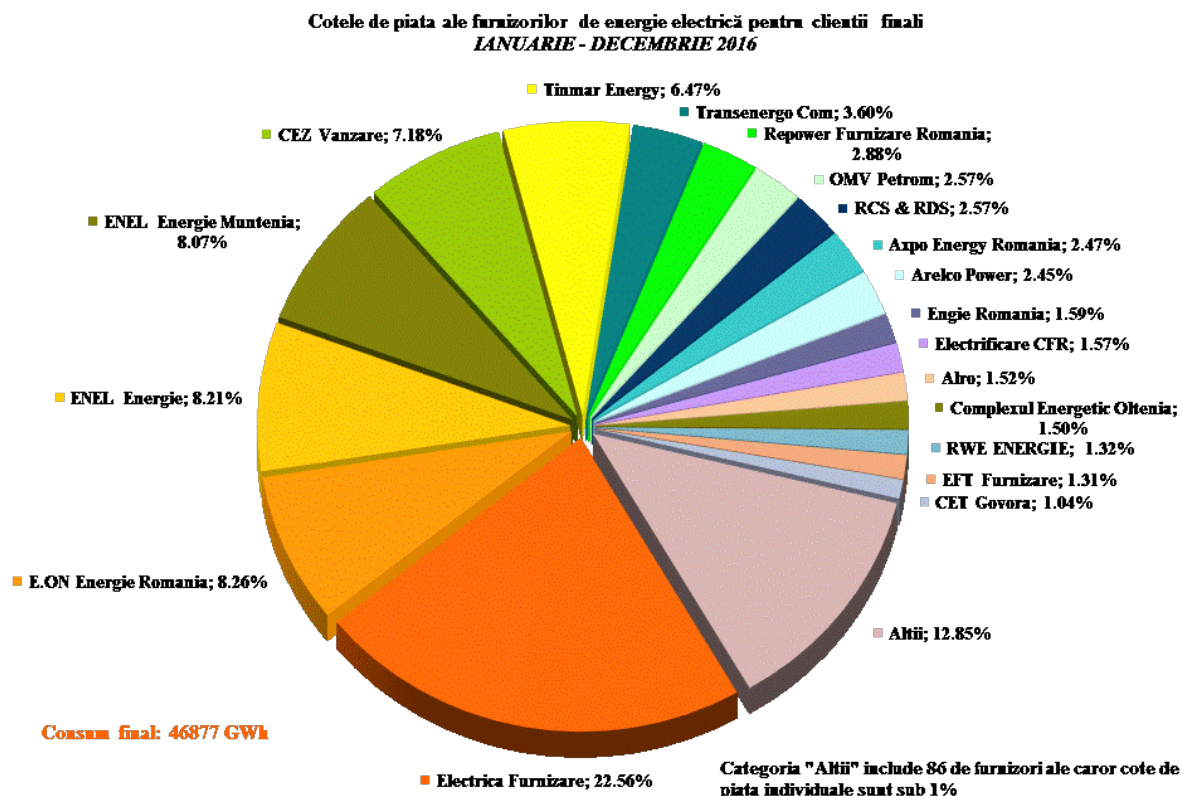


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

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:

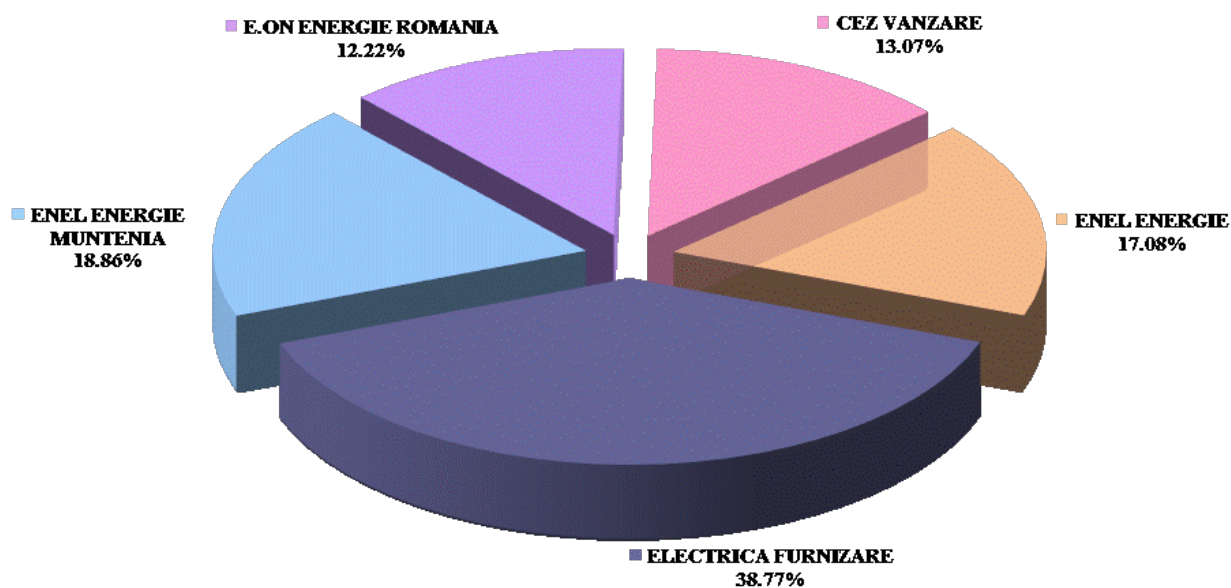
- a) pentru toți furnizorii cu activitate pe PAM, inclusiv cei de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali (la tarife reglementate, CPC și UI) în regim de SU și UI, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPE

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

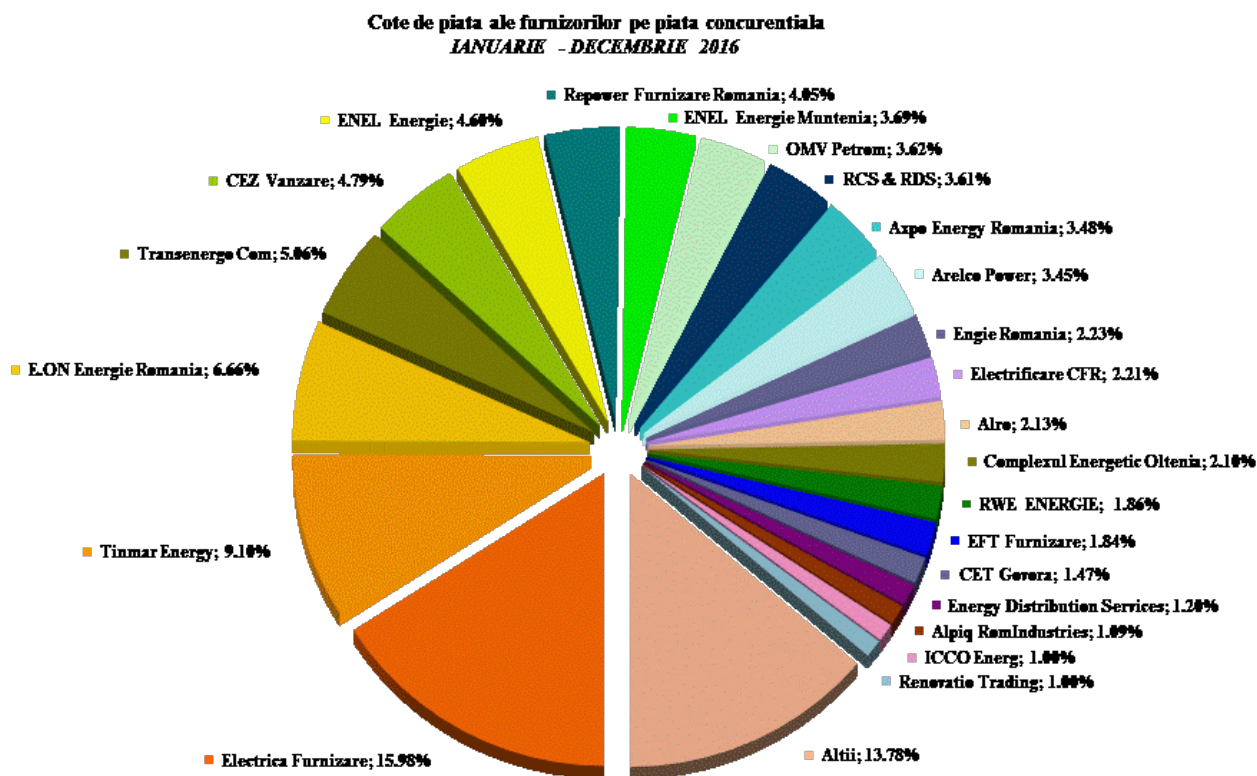
**Cote de piață ale furnizorilor de ultimă instanță în regim de serviciu universal și de ultimă instanță
IANUARIE - DECEMBRIE 2016**



Consum final clienti alimentati la tarife reglementate, CPC și UI: 13533 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.



Consum clienti alimentati in regim concurențial: 33344 GWh

**Indicatori concentrare piața:
HHI - 572; C3 - 32%; C1 - 16%**

Categoria "Alții" include 82 de furnizori ale caror cote de piață individuale sunt sub 1%

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

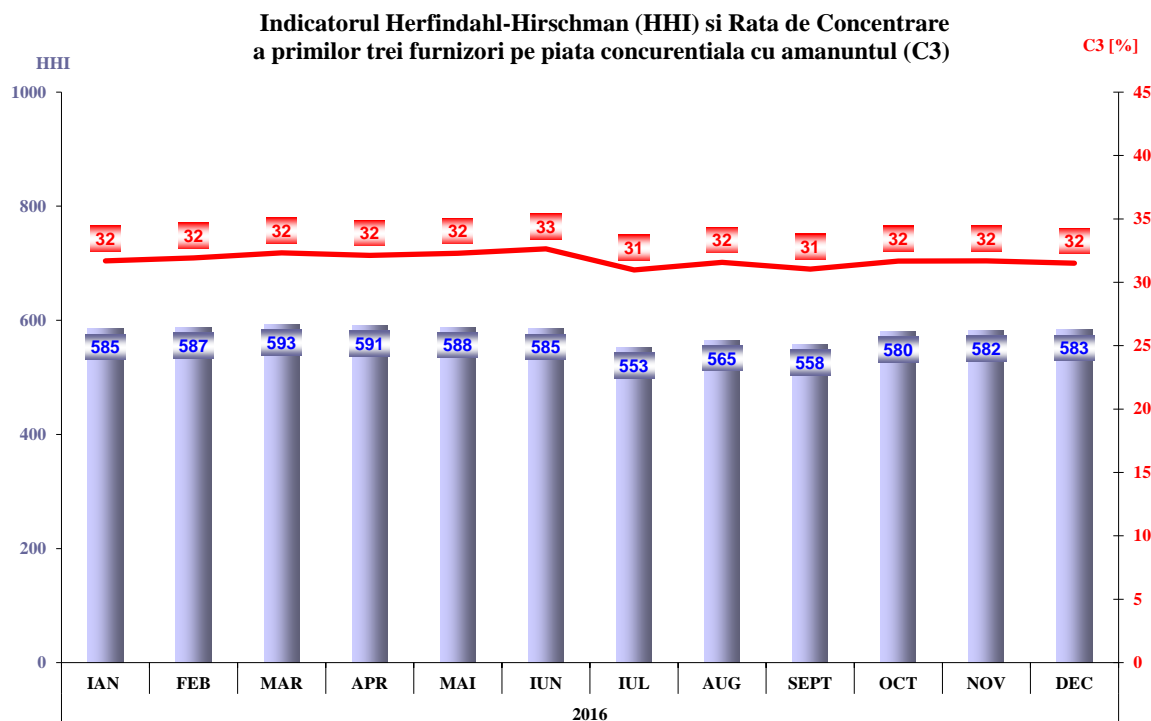
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață, nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licență de 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 decembrie 2016.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	6	14	4	48
De ultimă instanță	0	4	1	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 anul 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 decembrie 2016, respectiv anul 2016, calculați pentru fiecare categorie de consum definită de Directiva europeană nr. 2008/92/CE:

Indicatori - Dec 2016	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	30	27	19	15	17	23	15	16
C3 - % -	63	50	40	33	36	48	40	32
HHI	1739	1236	829	629	710	1083	952	583
Consum - GWh -	105	403	334	659	419	235	675	2830
NR. FURNIZORI	71	82	71	66	33	19	18	96
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	53	64	55	54	25	14	9	72
nr. producători	13	13	11	7	3	2	6	19

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Indicatori - An 2016	Categorie consumator							Total PAM conc
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	Alții	
C1 - % -	29	26	20	15	16	18	16	16
C3 - % -	61	50	39	32	27	35	35	32
HHI	1665	1203	806	607	711	977	935	572
Consum - GWh -	1031	4178	3582	8035	4969	2439	9111	33344
NR. FURNIZORI	75	86	74	71	36	21	20	105
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	3	3	5
nr. furnizori concurențiali	55	67	56	58	28	15	11	79
nr. producători	15	14	13	8	3	3	6	21

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

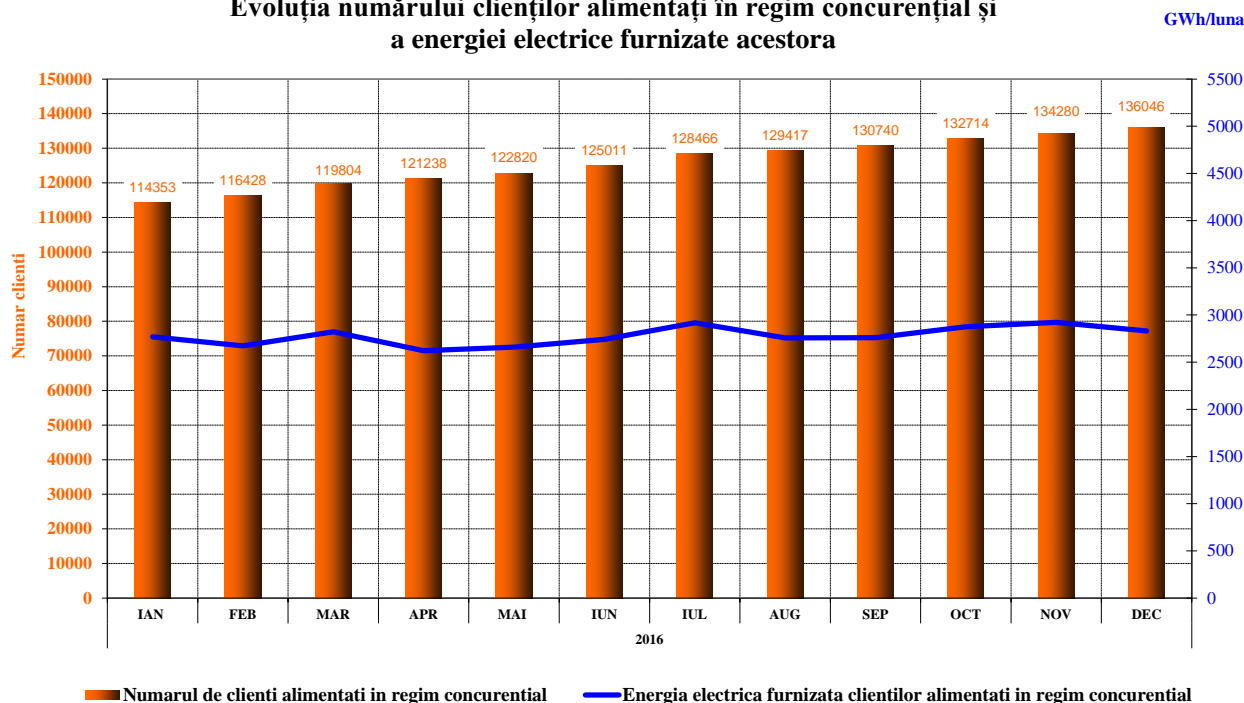
5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

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 decembrie 2016 și pentru întregul an 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
Alții	>150000	

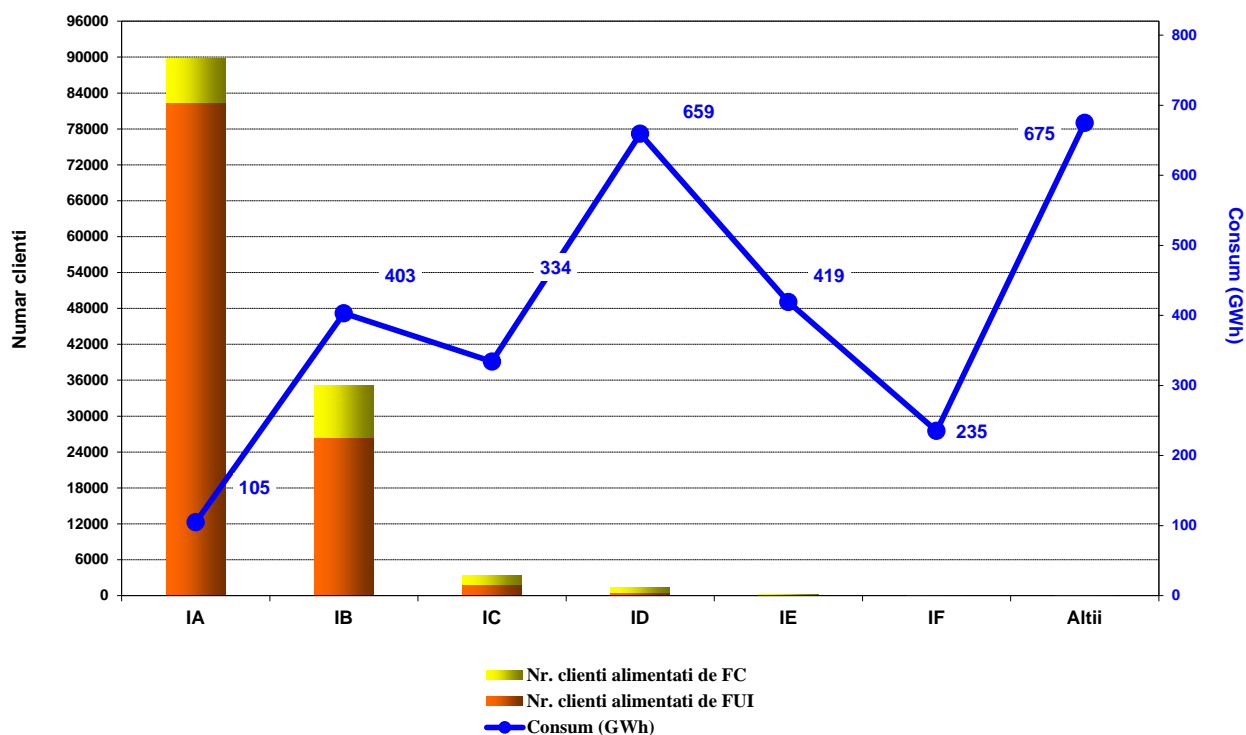
Evoluția numărului clienților alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

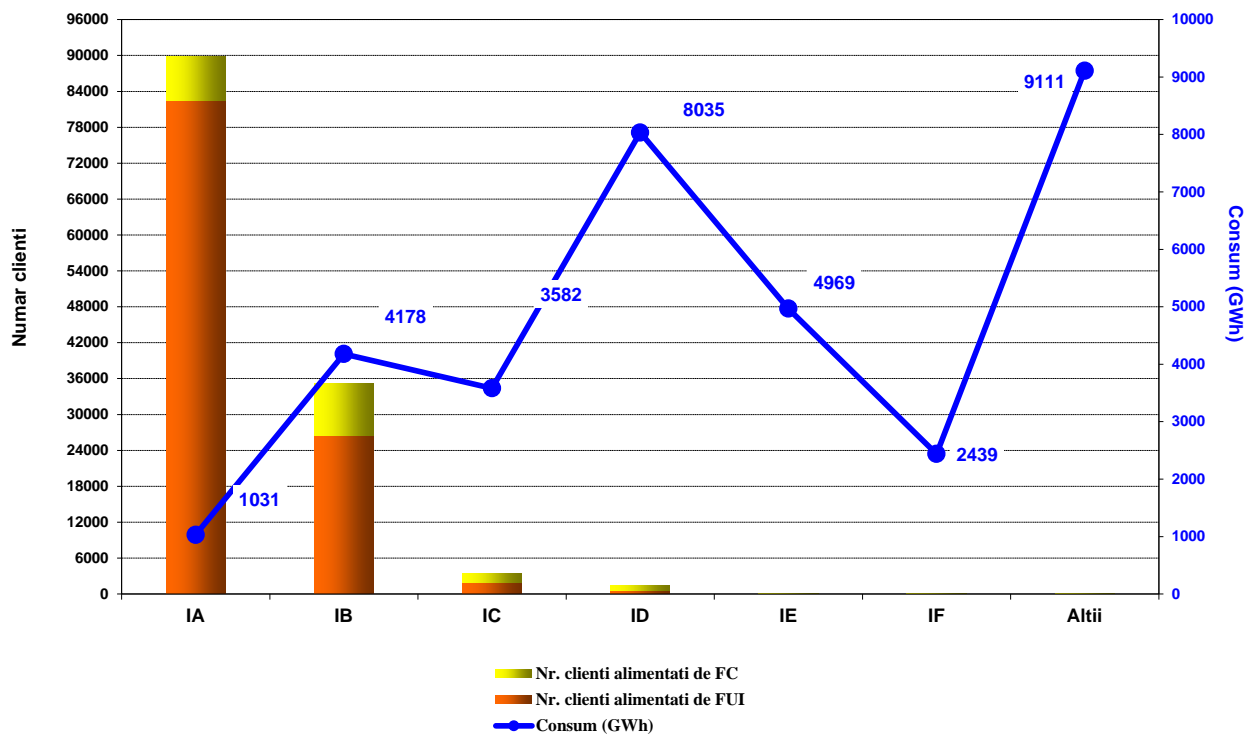
Notă: în urma unei analize au fost identificate și corectate raportări eronate ale unui furnizor pentru lunile septembrie, octombrie și noiembrie 2016.

Numarul clientilor alimentati in regim concurential si consumul lor structurat pe categorii de consum si furnizori - DECEMBRIE 2016-



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

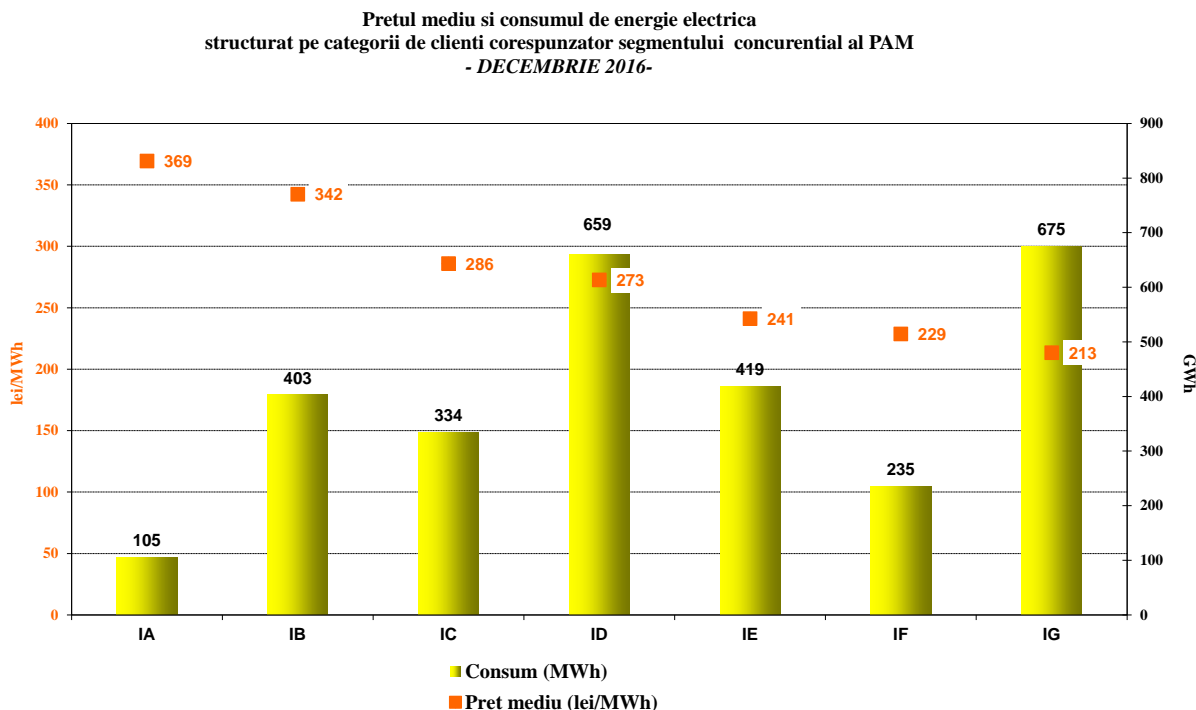
Numarul clientilor alimentati in regim concurential si consumul lor structurat pe categorii de consum si furnizori - AN 2016-



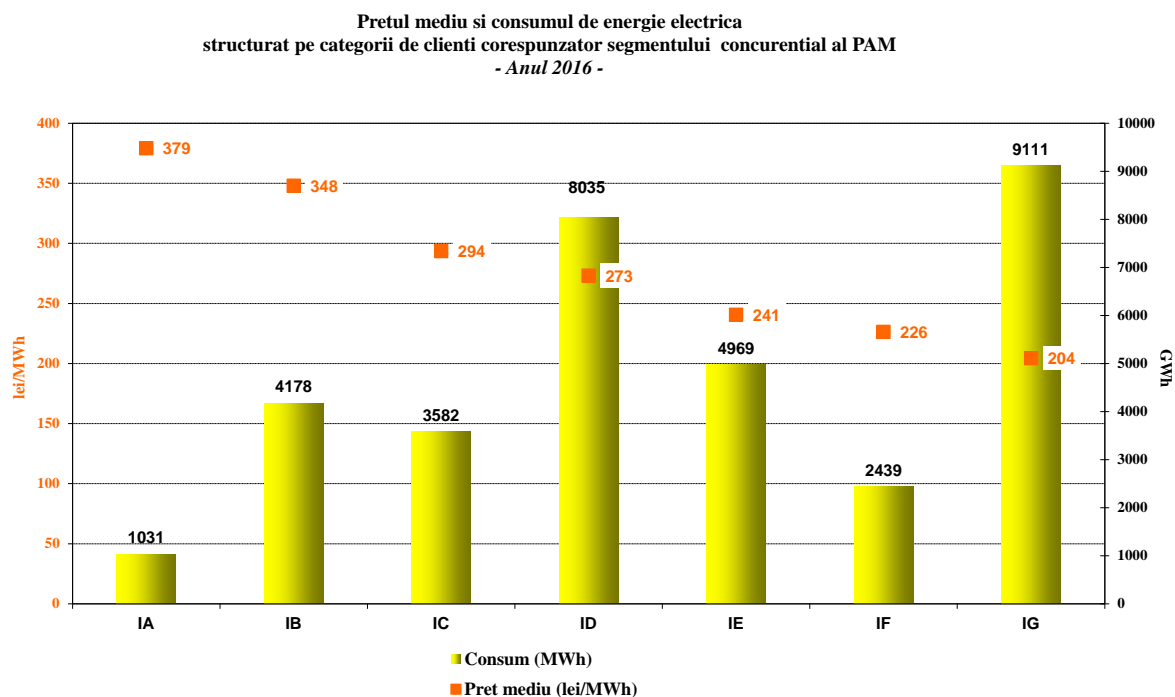
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

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

Graficul următor prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna decembrie 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



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, dar includ toate serviciile aferente (tarife transport, servicii sistem, distribuție, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare). Încadrarea clienților în categorii s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora, în conformitate cu prevederile Directivei.

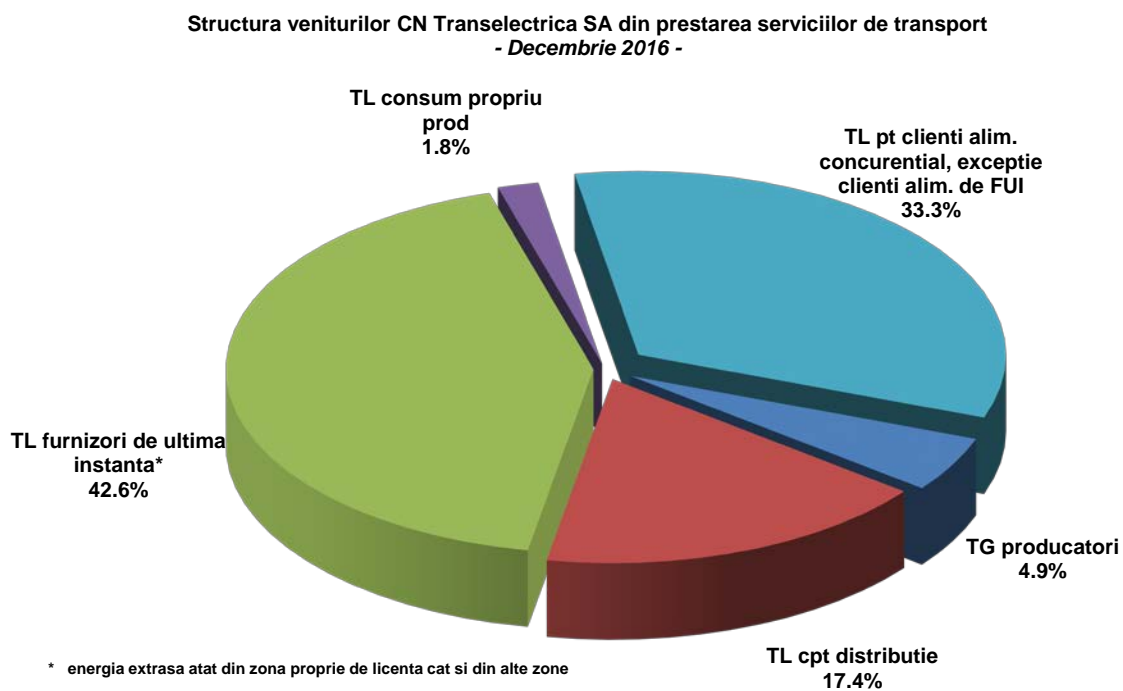
IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice, la 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.

Față de modul anterior de stabilire a tarifelor zonale de transport prin care se transmiteau semnale locaționale de amplasare a surselor de energie respectiv zonelor de consum, începând cu iulie 2015, au fost modificate principiile metodologice de tarifare pentru serviciul de transport, în încercarea de a respecta reglementările UE și recomandările ACER.

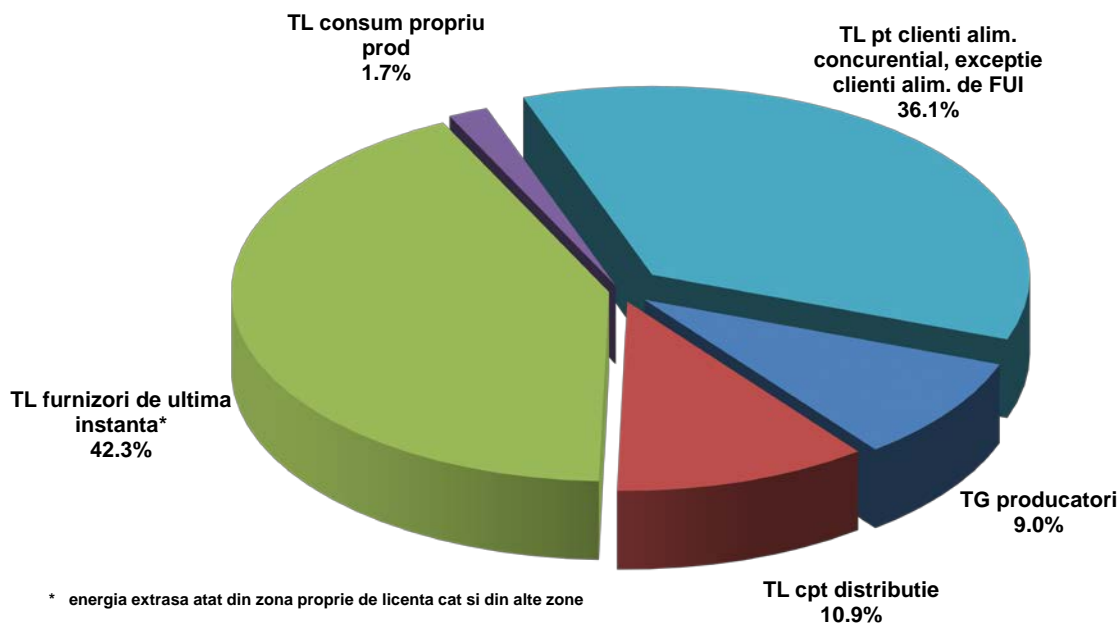
Astfel, componenta de introducere a energiei electrice în rețea acoperă exclusiv costurile cu pierderile în rețea, diferențiat pe zone tarifare, în timp ce prin componenta de extragere a energiei electrice din rețea se recuperează costul mediu al transportului.

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în luna decembrie 2016 și respectiv în anul 2016, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice, determinată inclusiv de modificările succesive ale tarifelor zonale reglementate de transport.



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

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

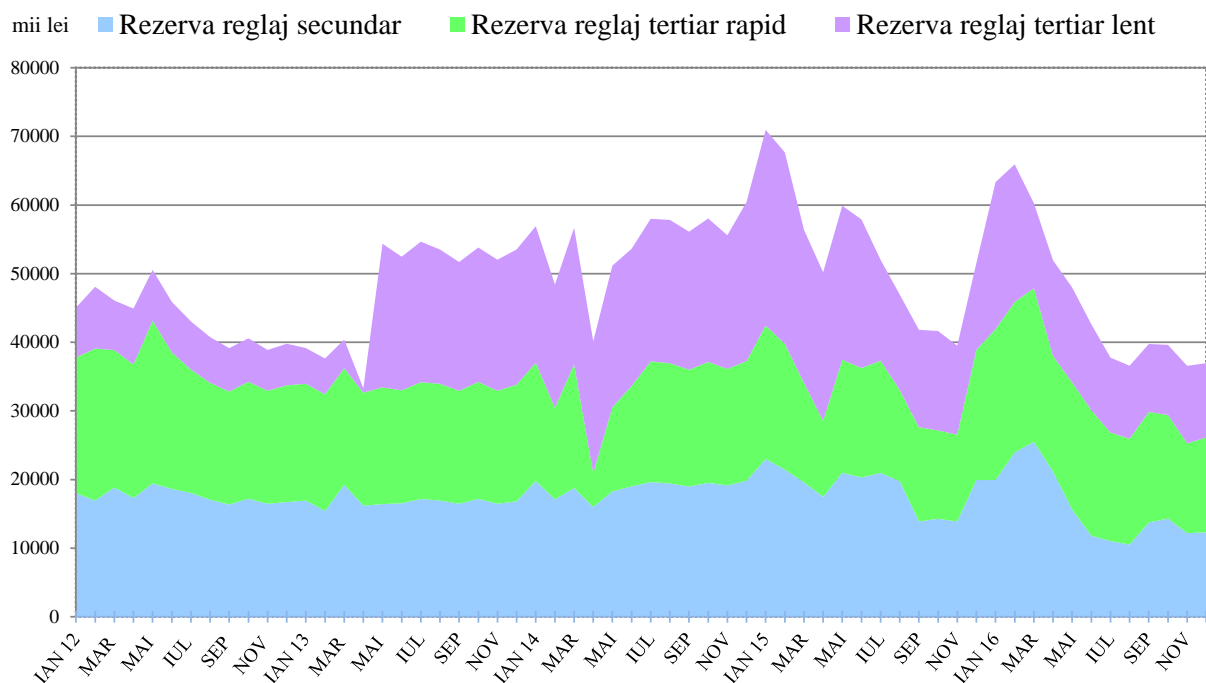


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

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 costurilor cu achiziția (reglementată și/sau prin mecanisme de piață) a serviciilor tehnologice de sistem suportate de CNTEE Transelectrica SA, începând cu ianuarie 2012. 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

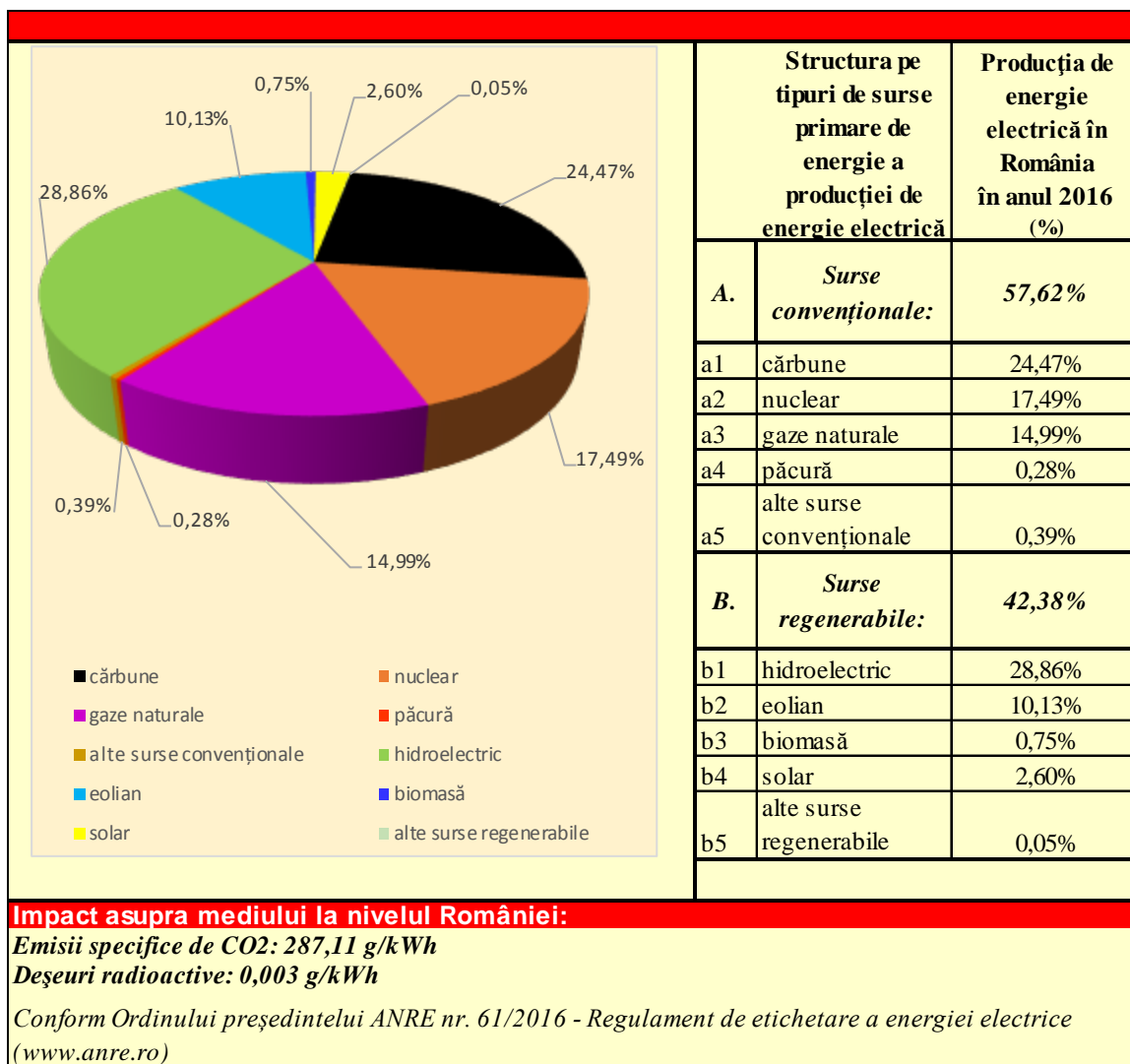


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPE

V. STRUCTURA PE TIPURI DE SURSE PRIMARE DE ENERGIE A PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA ȘI VALORILE INDICATORILOR DE MEDIU ASOCIAȚI

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2016, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă, s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România, prezentată mai jos.

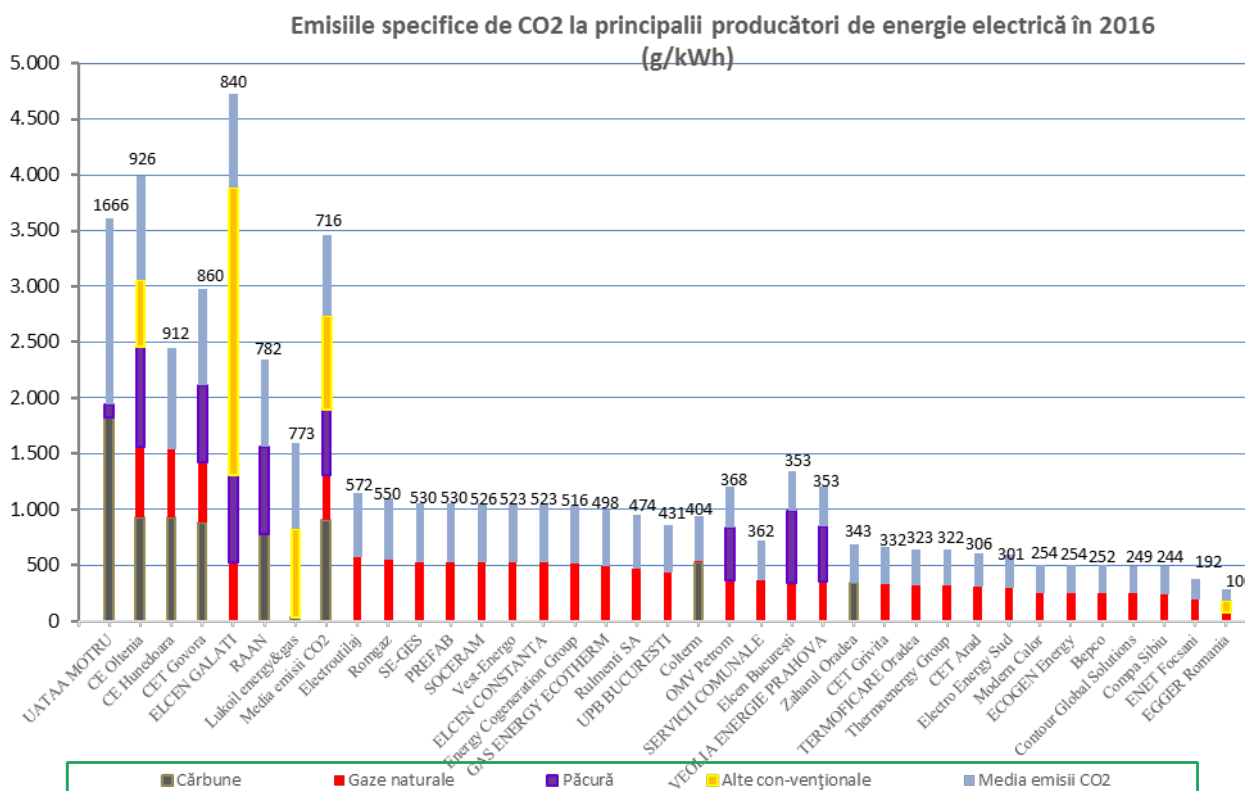
În anul 2016 emisiile medii de CO₂, respectiv deșeurile radioactive rezultate din producerea energiei electrice au avut valoarea de 287,11 g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică vor specifica în etichetele pe care le vor elabora dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2016 a avut impact asupra mediului înconjurător sub/peste media sectorială.



Valorile specifice medii ale emisiilor de CO₂ pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiilor specifice realizate și a energiei electrice livrate de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

Sursă primară de energie	Emisii specifice CO ₂ [g/kWh]
Cărbune	910,73
Gaze naturale	395,9
Păcură	593,1
Alte surse convenționale	840,6
Surse regenerabile	0
Media sectorială	287,11

Graficul de mai jos evidențiază emisiile de CO₂ din anul 2016 ale principalilor producători de energie electrică, rezultate din producerea energiei electrice:



VI. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA DECEMBRIE 2016

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

- Ordinul președintelui ANRE nr.102/07.12.2016 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice practicat de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari;
- Ordinul președintelui ANRE nr.106/14.12.2016 pentru aprobarea tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 115/14.12.2016 de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 176/16.12.2015 pentru aprobarea tarifelor reglementate de energie electrică aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate precum și a condițiilor de aplicare a tarifelor reglementate și a tarifelor Componenta de Piață Concurențială (CPC);
- Ordinul președintelui ANRE nr. 117/20.12.2016 de aprobare a modificării Ordinului președintelui ANRE nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 119/30.12.2016 privind stabilirea cotei obligatorii estimate de achiziție de certificate verzi aferente anului 2017;
- Decizia președintelui ANRE nr.1938/09.12.2016 pentru modificarea anexei la Decizia ANRE nr. 1767/2016 privind stabilirea operatorilor economici care nu și-au îndeplinit cota obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi și numărul de certificate verzi neachiziționate de către aceștia, pentru anul 2016, aferente trimestrului III;

- Decizia președintelui ANRE nr.1959/14.12.2016 privind aprobarea prețurilor reglementate pentru energia electrică livrată și a cantităților de energie electrică vândute pe bază de contracte reglementate în anul 2017 de Hidroelectrica;
- Decizia președintelui ANRE nr.1960/14.12.2016 privind aprobarea prețurilor reglementate pentru energia electrică livrată și a cantităților de energie electrică vândute pe bază de contracte reglementate în anul 2017 de SN Nuclearelectrica;
- Decizia președintelui ANRE nr.2044/20.12.2016 de aprobare privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de Electrocentrale București cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017;
- Decizia președintelui ANRE nr.2045/20.12.2016 de aprobare privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de Electrocentrale Galați cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017;
- Decizia președintelui ANRE nr.2046/20.12.2016 de aprobare privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de Veolia Energie Prahova cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017;
- Decizia președintelui ANRE nr.2047/20.12.2016 de aprobare a Calendarului de implementare a Regulamentului (UE) nr. 2016/1388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor;
- Decizia președintelui ANRE nr.2048/20.12.2016 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna noiembrie 2016;
- Decizia președintelui ANRE nr.2049/20.12.2016 pentru aprobarea Regulilor de alocare a capacității pe termen lung (HAR), a Anexei 8 la HAR specifică graniței România –Ungaria și a Regulilor de alocare intrazilnică pentru capacitățile de alocare la interconectarea dintre zonele de control ale CNTEE Transelectrica SA și MAVIR ZRt.

VII. 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 *Energia livrată* are semnificația precizată mai jos;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim de SU și UI** reprezintă consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la tarif reglementat, CPC și UI;
- **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 monitorizați;
- **Consum propriu producători** – în graficul aferent structurii veniturilor CNTEE Transelectrica S.A., se referă exclusiv la consumul producătorilor la alte locuri de consum 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 producătorii monitorizați unor clienți racordați la instalațiile centralelor sau consumată de ei înșiși la alte locuri de consum.

- **Energia electrică livrată în rețea conform contractului de transport** este energia electrică pentru care se asigură serviciul de transport (componenta de introducere), corespunzând 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); CNTEE Transelectrica SA facturează doar o parte din energia electrică respectivă, dat fiind faptul că în patru din zonele de introducere în rețea, tarifele zonale au valoare zero (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 27/2016);

2. **Prescurtări**

- SMPE – Serviciul Monitorizare Piață Energie electrică - 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
- CPC – Componenta Pieței Concurențiale
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciul Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune