



RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA NOIEMBRIE 2019

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	5
1.	Structura schematică a pieței angro	5
2.	Participanții la piața angro de energie electrică	6
3.	Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse.....	8
4.	Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică.....	10
5.	Structura tranzacțiilor pe piața angro ale diferitelor categorii de participanți	17
6.	Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale.....	26
7.	Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro.....	28
III.	PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ.....	34
1.	Structura schematică a pieței cu amănuntul.....	34
2.	Gradul de deschidere a pieței de energie electrică.....	34
3.	Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică	35
4.	Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică	38
5.	Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora	39
6.	Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial.....	41
IV.	OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTTEE TRANSELECTRICA S.A.....	42
V.	EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2019.....	44
VI.	EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI.....	45

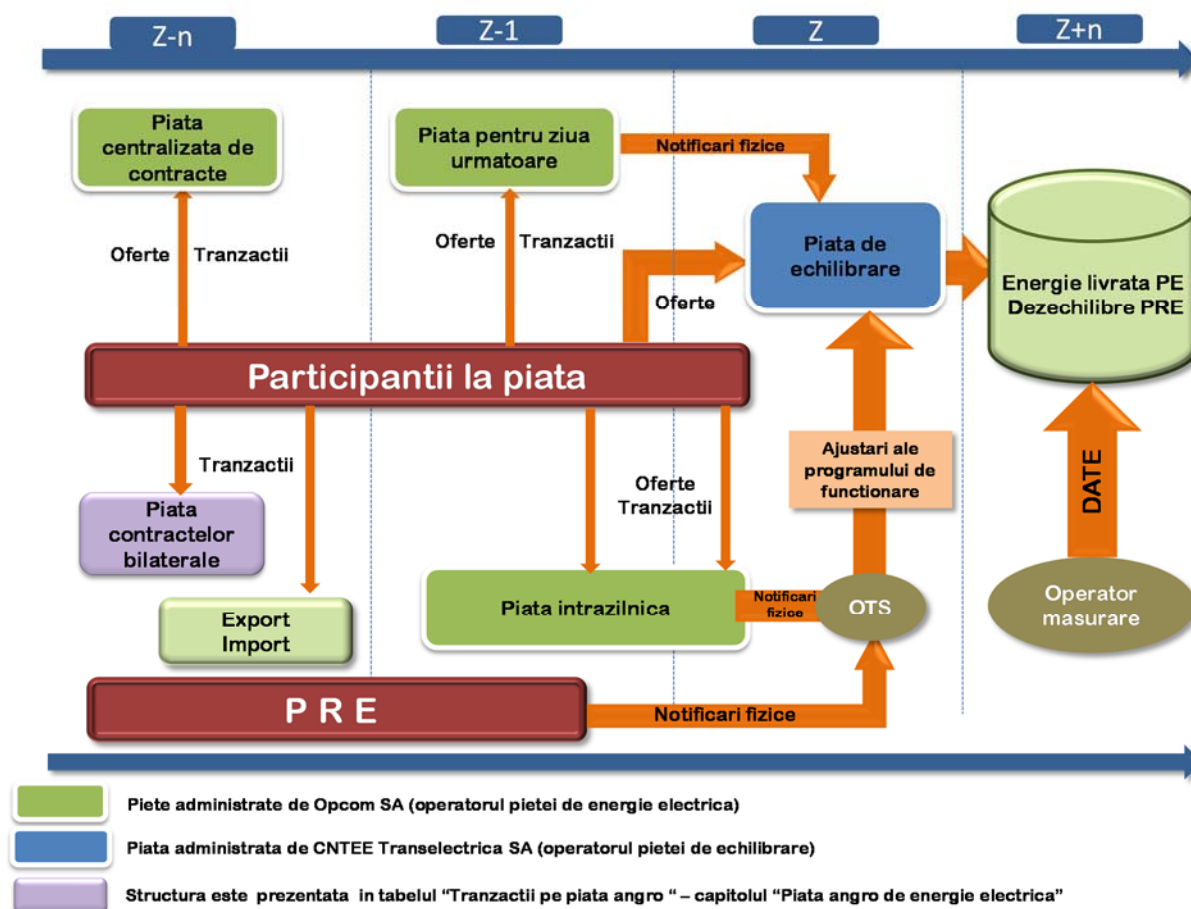
I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA

- **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 companiei naționale nou-înființate - 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 cu Societatea Națională a Huilei;
- **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;
- **iulie 2018** - intrarea în vigoare a Legii nr. 167/2018 de modificare și completare a Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- **decembrie 2018** – OUG nr. 114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene;
- **martie 2019** – OUG nr.19/2019 privind modificarea și completarea OUG nr.114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene;
- **iulie 2019** – introducerea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi;
- **noiembrie 2019** – lansarea proiectului de cuplare prin tranzacționare continuă a piețelor intrazilnice de energie electrică din România, Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

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 noiembrie 2019 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

A	Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Bepco SRL
2	CET Govora SA
3	CE Hunedoara SA
4	CE Oltenia SA
5	Contour Global Solutions SRL
6	Electrocentrale București SA
7	Electro Energy Sud SRL
8	Enet Focsani SA
9	Modern Calor SA
10	OMV Petrom SA
11	Petrotel-Lukoil SA
12	Rulmenti SA
13	SNGN Romgaz SA
14	Termoficare Oradea SA
15	Veolia Energie Iași SRL
16	Veolia Energie Prahova SRL
17	Vest Energy SA

B	Producători de energie electrică din surse eoliene care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Alizeu Eolian SA
2	Arima Development SRL
3	Blue Line Energy SRL
4	Braila Winds SRL
5	Bridgeconstruct SRL
6	Catalan Electric SRL
7	Cernavoda Power SRL
8	Corni Eolian SRL
9	Crucea Wind Farm SRL
10	Dan Holding MGM SRL
11	Eco Power Wind SRL
12	Ecoenergia SRL
13	EDPR Romania SRL
14	Electrica Serv SRL
15	Electricom SA
16	Elektra Green Power SRL
17	Elektra Wind Power SRL
18	Enel Green Power Romania SRL
19	Energia Verde Ventuno SRL
20	Enex SRL
21	Eol Energy SRL
22	Eol Energy Moldova SRL
23	Eolian Center SRL
24	Eolica Dobrogea One SRL
25	EP Wind Project (ROM) SIX SA
26	Eviva Nalbant SRL
27	Ewind SRL
28	General Concrete Cernavoda SRL
29	Green Energy Farm SRL
30	Ground Investment Corp SRL
31	Holrom Renewable Energy SRL
32	Horia Green SRL
33	Intertrans Karla SRL
34	Kelavent Charlie SRL
35	Kelavent Echo SRL
36	Land Power SRL
37	LC Business SRL
38	M&M 2008 SRL
39	Mireasa Energies SRL
40	East Wind Farm SRL
41	Ovidiu Development SRL
42	Peștera Wind Farm SRL
43	Romconstruct Top SRL
44	Sibioara Wind Farm SRL
45	Smart Clean Power SRL
46	Smartbreeze SRL
47	Soft Grup SRL
48	Tomis Team SRL
49	Verbund Wind Power Romania SRL
50	Wind Park Invest SRL
51	Windfarm MV I SRL
52	VS Wind Farm SRL

C	Producatori de energie electrica pe baza de biomasa care exploateaza unitati 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	Energio Proiect SRL
10	Eye Mall SRL
11	Fort Green Energy SRL
12	Foton Epsilon SRL
13	Gama & Delta Energy SRL
14	GPSB Solaris 48 SRL
15	Greenlight Solution SRL
16	Green Vision Seven
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	Potelu Solar SRL
25	Power L.I.V.E. One SRL
26	RA-RA PARC SRL
27	Romkumulo SRL
28	Simico Prod Factory SRL
29	Skybase Energy SRL
30	Solar Electric Frasinet SRL
31	Solar Future Energy SRL
32	Solaria Green Energy SRL
33	Solprim SRL
34	Spectrum Tech SRL
35	Studina Solar SRL
36	Sun Energy Complet SA
37	Tis Energy SRL
38	Tinnar Green Energy SRL
39	Urdel Energy SRL
40	Vanju Mare Solar SRL
41	Varokub Energy Development SRL
42	VIR Company International SRL
43	VIS Solaris 2011 SRL
44	Vrsh Pro Investments SRL
45	Warehouses de Paw Romania
46	Xalandine Energy SRL
47	XPV SRL

E	Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile
1	Hydroelectrica SA

F	Producător de energie electrică din sursa nucleara
1	SN Nuclearelectrica SA

G	Operator de transport și de sistem
1	CNTEE TRANSELECTRICA SA

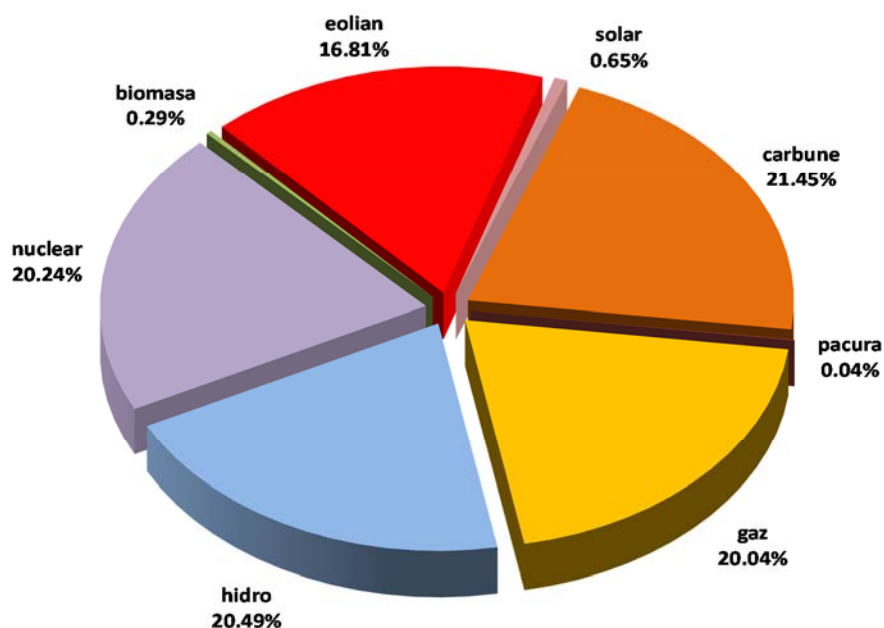
H	Operator PZU, PI, PCCB-LE, PCCB-NC, PCCB-PC, PC-OTC, PMC, PCSU, PCE-ESRE-CV
1	OPCOM SA

I	Operatori de distribuție
1	Distributie Energie Oltenia
2	Delgaz Grid
3	E-Distributie Banat
4	E-Distributie Dobrogea
5	E-Distributie Muntenia
6	SDEE Muntenia Nord
7	SDEE Transilvania Nord
8	SDEE Transilvania Sud

J	Furnizori de ultimă instanță obligați
1	CEZ Vanzare SA
2	ENEL Energie SA
3	E.ON Energie Romania SA
4	ENEL Energie Muntenia SA
5	Electrica Furnizare SA

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

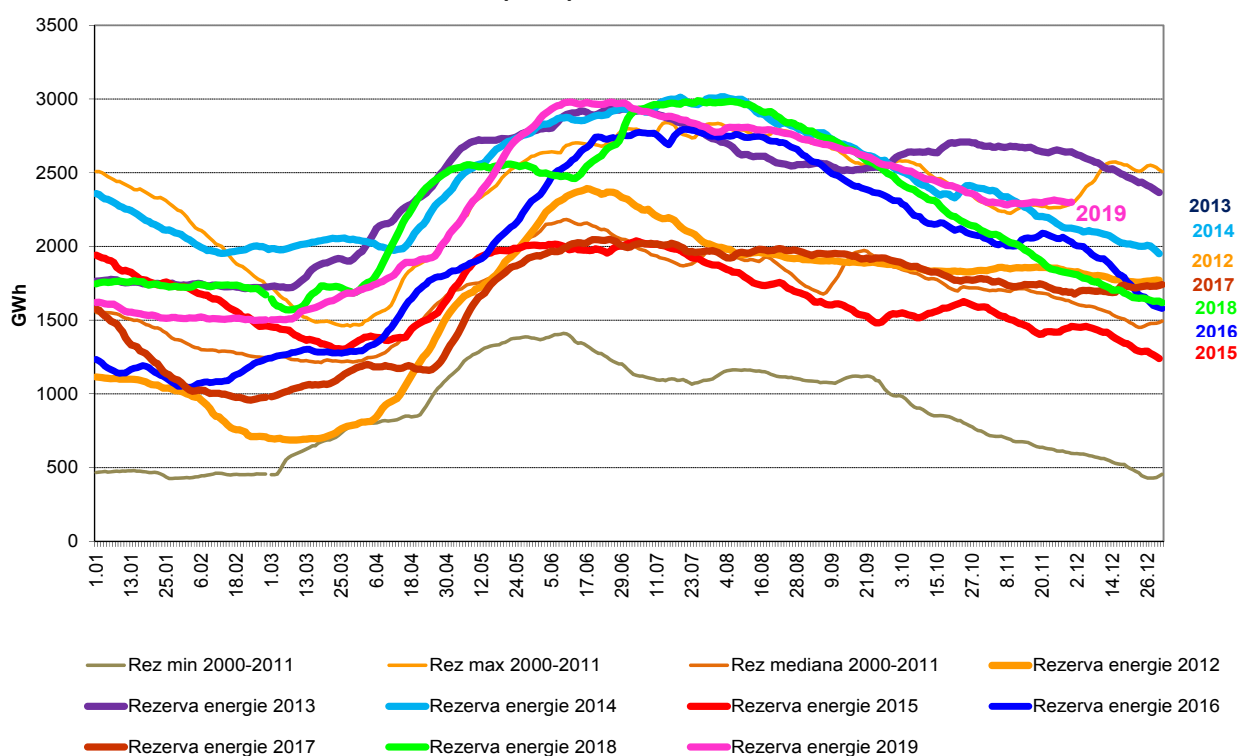
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii cu unități dispecerizabile
-Noiembrie 2019-



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

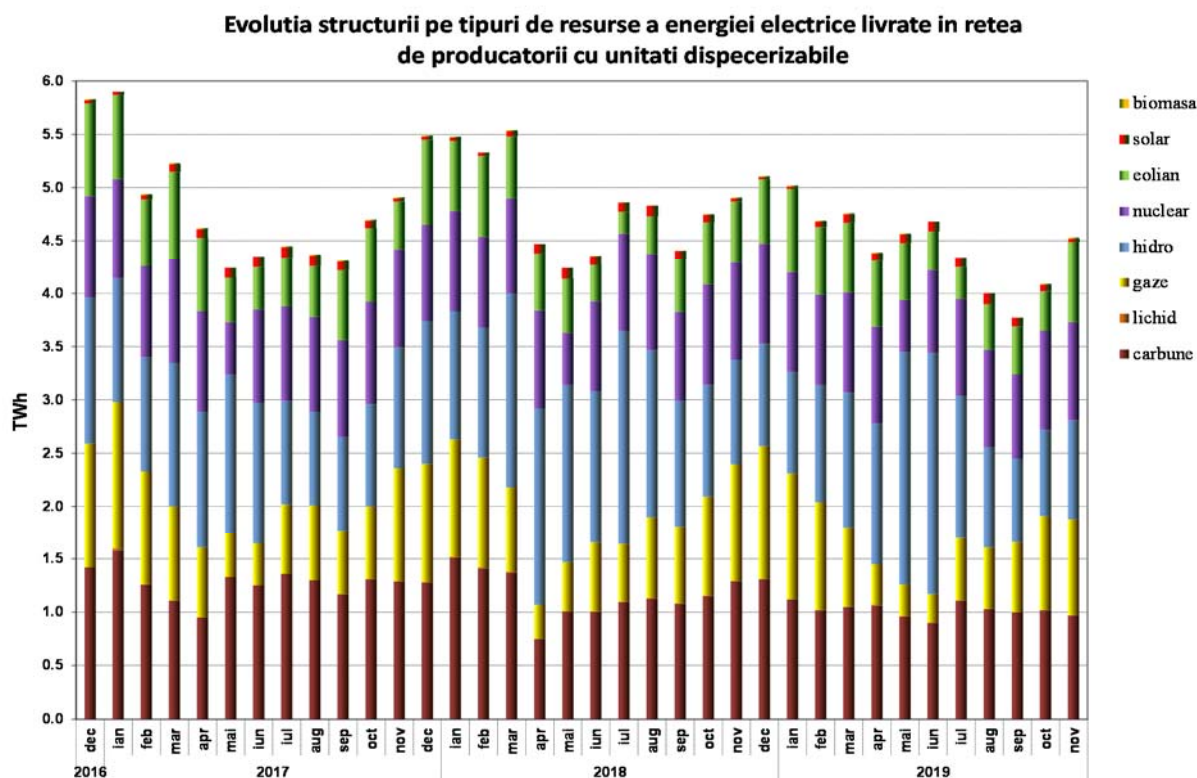
Producția de energie electrică din resursă hidro este dependentă de rezerva de energie din principalele lacuri de acumulare, dar în același timp o și influențează. Evoluția nivelului zilnic al acesteia în luna noiembrie 2019, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 7 ani, și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000 - 2011, sunt prezentate în graficul următor:

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



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

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



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii noiembrie 2019, comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. Crt	INDICATOR	UM	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019	%	Ian- Nov 2018	Ian- Nov 2019	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	5,24	4,82	91,99	56,51	51,96	91,95
2	Energia electrică livrată	TWh	4,91	4,53	92,26	53,20	48,87	91,86
3	Import	TWh	0,33	0,49	148,49	2,46	4,47	181,71
4	Export	TWh	0,37	0,35	94,60	5,15	3,10	60,20
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,88	4,66	95,50	50,51	50,24	99,47
6	Consumul clienților casnici:	TWh	1,07	1,06	99,07	11,52	11,78	102,26
6.1	- în regim de SU/reglementat	TWh	0,74	0,67	90,54	8,79	7,66	87,15
6.2	- în regim concurențial	TWh	0,33	0,39	118,19	2,72	4,12	151,47
7	Consumul clienților noncasnici:	TWh	3,13	2,98	95,21	34,06	33,50	98,36
7.1	- în regim de SU, UI și inactivi	TWh	0,08	0,09	112,50	0,90	0,91	101,12
7.2	- în regim concurențial	TWh	3,05	2,89	94,76	33,16	32,59	98,29
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,80	4,44	92,50	51,95	47,69	91,80
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,80	4,62	96,25	50,64	50,45	99,63
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,08	88,89	1,00	0,88	88,00
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	1331,51	1022,50	76,80	10500,23	9835,78	93,68
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	1010,57	741,97	73,42	7763,21	7268,04	93,63

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 programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 32/2013 cu modificările ulterioare;
2. 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;
3. Energia electrică pentru care se încheie contract de transport corespunde energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție; energia electrică extrasă din rețea pentru care se încheie contract de transport coincide cu energia electrică pentru care se facturează tariful de extragere a energiei electrice din rețea (conform Ordinului ANRE nr. 81/2019);
4. Începând cu 01.03.2019, consumul clienților casnici în regim de SU este asigurat în regim reglementat de furnizorii de ultimă instanță (conform prevederilor Ordinului ANRE nr.11/2019).

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 piața pentru ziua următoare (PZU), piața intrazilnică (PI), cadrul 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), piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) și piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU). Tot la Opcom, începând cu luna septembrie 2019, a devenit funcțională piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (PCE-ESRE-CV).

După intrarea în vigoare a Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (Regulamentul CACM), a început elaborarea și aprobarea de către toate autoritățile de reglementare sau de către ACER a documentelor subsecvente acestuia, care să permită cuplarea unică prin preț a piețelor pentru ziua următoare și corelarea prin tranzacționare continuă a piețelor intrazilnice.

Noile reguli de tranzacționare ale PI sunt conforme cu legislația în domeniu a UE (*Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor – Regulament CACM*) și cu legislația secundară subsecventă aprobată prin deciziile ACER (*Deciziile ACER elaborate conform Regulamentului CACM: nr. 05/14.11.2017 - de aplicare a prevederilor art. 54 - prețurile de decontare maxime și minime armonizate pentru toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a pieței intrazilnice, nr. 4/24.04.2018 - de aplicare a prevederilor art. 59 - definirea orelor de deschidere și de închidere a porților interzonale pentru piața intrazilnică, nr. 8/26.07.2018 - de aplicare a prevederilor art. 37 - adoptarea metodologiei și setului comun de cerințe pentru algoritmul de cuplare prin preț și a algoritmului de corelare prin tranzacționare continuă*).

Astfel, dacă până în ziua de livrare 19.11.2019, inclusiv, PI din România a funcționat independent de piețele intrazilnice din alte țări ale Uniunii Europene (UE), începând cu ora 15:00 CET a zilei de tranzacționare 19.11.2019, PI din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte 20 de țări ale UE participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling, cunoscut anterior ca XBID.

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 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.

Totodată, prin derogare de la obligativitatea desfășurării transparente, publice, centralizate și nediscriminatorii a tuturor tranzacțiilor de pe piața concurențială de energie electrică, în conformitate cu Legea nr. 184/2018 pentru aprobarea OUG 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, mai pot încheia contracte bilaterale negociate direct producătorii nedispecerizabili din surse regenerabile de energie electrică și autoritățile publice care dețin centrale electrice din surse regenerabile de energie cu puteri instalate de cel mult 3 MW pe producător, dar numai cu furnizorii consumatorilor finali pentru vânzarea energiei electrice și/sau a certificatelor verzi. Prin aceeași Lege, a fost permisă posibilitatea agregării a 2 sau mai mulți producători de energie electrică din surse regenerabile indiferent de tehnologia folosită în vederea participării la piețele concurențiale de energie, prin derogare de la prevederile art. 23 alin.(1) și ale art. 28 lit. b) și c) din Legea nr. 123/2012. În consecință, cadrul de reglementare specific a fost modificat pentru a reflecta posibilitatea participării entității agregate la tranzacționarea pe piețele centralizate de energie electrică.

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 Legii nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, 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	Octombrie 2019	Noiembrie 2019	Noiembrie 2018
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	492	539	32
preț mediu (lei/MWh)	215,19	217,07	174,20
% din consumul intern	10,8	11,6	0,7
1.1. Vânzare pe contracte reglementate			
volum tranzacționat (GWh)	475	511	
preț mediu (lei/MWh)	216,03	219,87	-
% din consumul intern	10,4	11,0	
1.2. Vânzare pe contracte negociate¹⁾			
volum tranzacționat (GWh)	16	27	32
preț mediu (lei/MWh)	190,82	164,91	174,20
% din consumul intern	0,4	0,6	0,7
2. EXPORT			
volum (GWh) ²⁾	170	354	366
preț mediu (lei/MWh)	223,03	186,02	246,50
% din consumul intern	3,7	7,6	7,5
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE			
volum tranzacționat (GWh)	4965	5116	5749
preț mediu (lei/MWh)	248,20	248,97	217,78
% din consumul intern	108,6	109,7	117,9
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1544	1601	1881
preț mediu (lei/MWh)	241,91	246,49	203,88
% din consumul intern	33,8	34,3	38,6
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC³⁾			
volum tranzacționat (GWh)	1312	1324	1306
preț mediu (lei/MWh)	234,78	236,97	212,90
% din consumul intern	28,7	28,4	26,8
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC			
volum tranzacționat (GWh)	2108	2191	2562
preț mediu (lei/MWh)	261,17	258,03	230,47
% din consumul intern	46,1	47,0	52,5

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2019

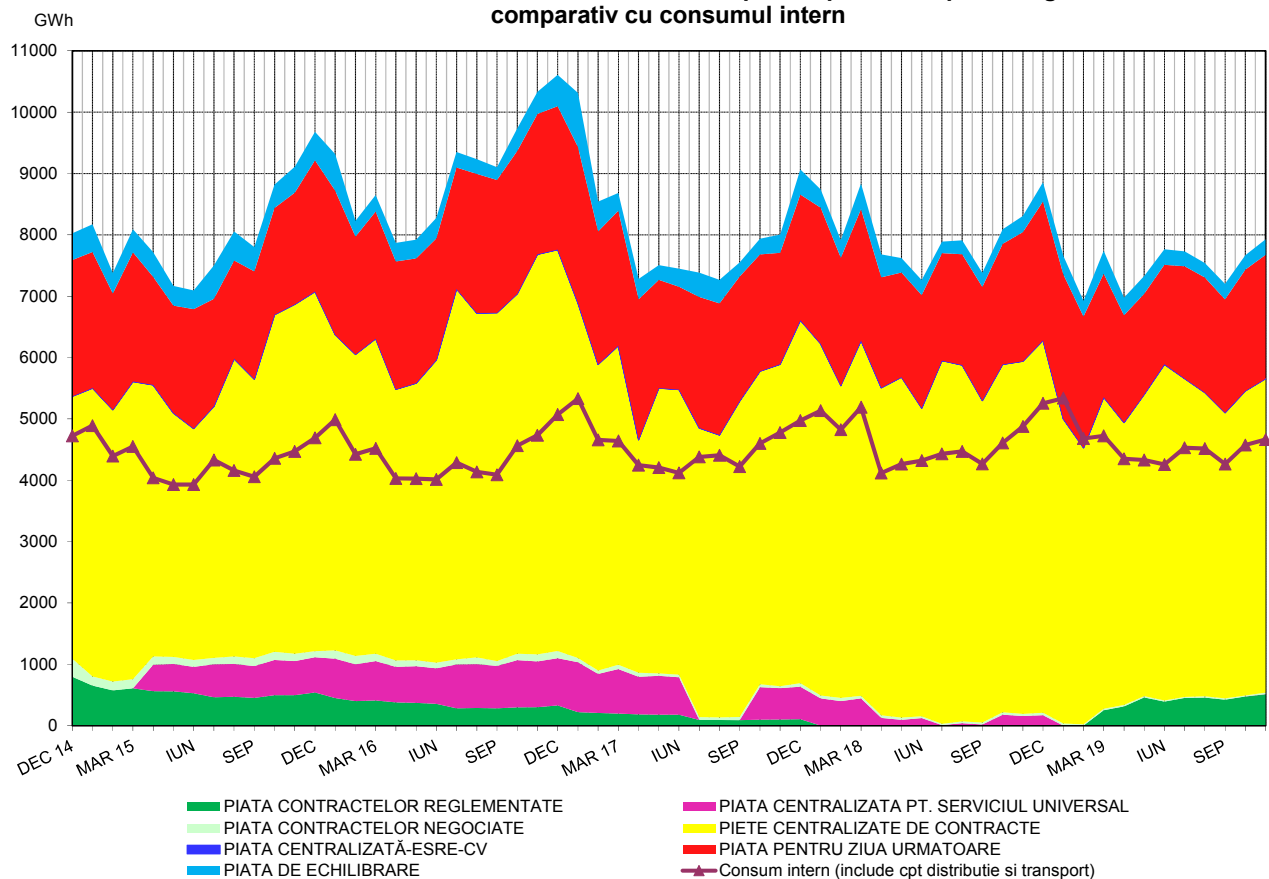
TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Octombrie 2019	Noiembrie 2019	Noiembrie 2018
3.4. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV			
volum tranzacționat (GWh)	0,65	0,2	
preț mediu (lei/MWh)	254,4	249,2	-
% din consumul intern	0,014	0,004	
4. PIAȚA CENTRALIZATĂ PENTRU SERVICIUL UNIVERSAL			
volum tranzacționat (GWh)	0,00	0,00	158
preț mediu (lei/MWh)	0,00	0,00	256,36
% din consumul intern	0,00	0,00	3,2
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE			
volum tranzacționat (GWh)	1976	2019	2105
preț mediu (lei/MWh) ⁴⁾	272,67	203,53	282,48
% din consumul intern	43,2	43,3	43,2
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ			
volum tranzacționat (GWh)	24	35	5,8
preț mediu (lei/MWh) ⁵⁾	133,61	151,10	131,09
% din consumul intern	0,5	0,7	0,1
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE			
volum tranzacționat (GWh)	236	252	263
% din consumul intern	5,2	5,4	5,4
volum tranzacționat la creștere (GWh)	56	59	189
preț mediu de deficit (lei/MWh)	663,78	556,18	682,27
volum tranzacționat la scădere (GWh)	181	193	74
preț mediu de excedent (lei/MWh)	10,81	5,64	36,66
CONSUM INTERN (GWh) <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	4573	4663	4877

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 cantitățile 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 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 cu modificările ulterioare);
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 noiembrie 2019 de 211,60 lei/MWh, 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 TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând comparația cu luna anterioară.

Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din aceste piețe și consumul intern estimat, în perioada decembrie 2014 – noiembrie 2019, este prezentată în graficul următor:

Evoluția lunară a volumelor tranzacționate pe componentele pieței angro comparativ cu consumul intern

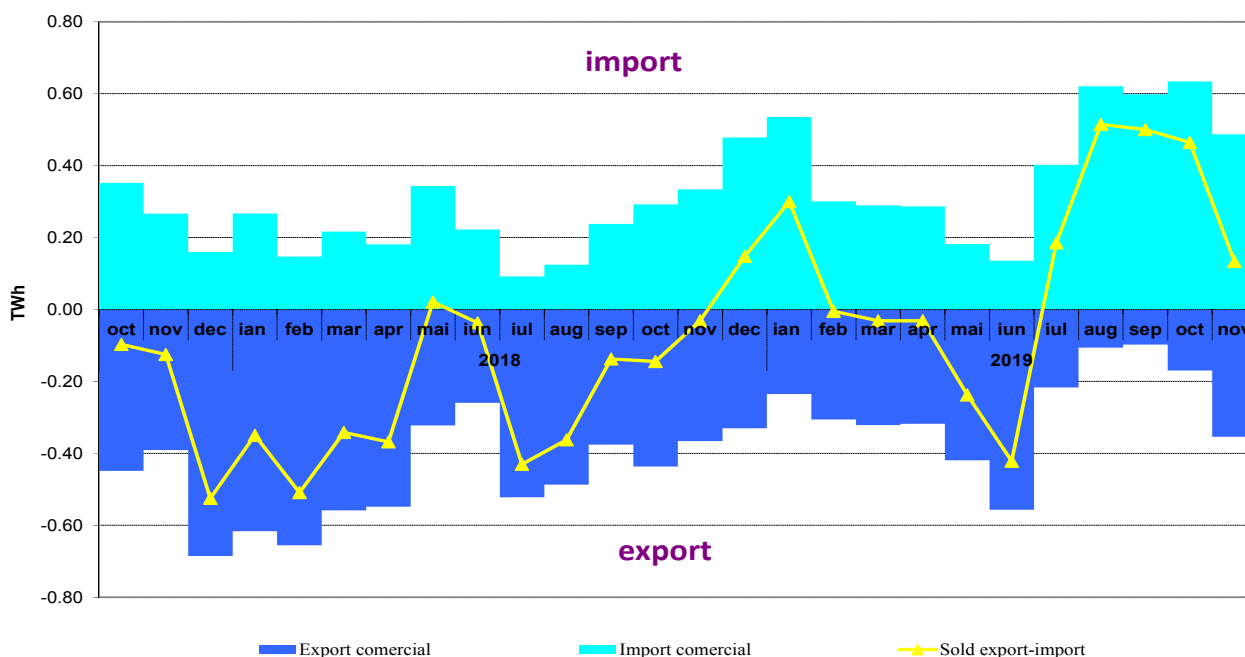


Sursa: Raportările lunare ale operatorilor economici participanți la piața angro, OPCOM S.A. și CNTTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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:

Evoluția lunară a exportului, importului și soldului export-import de energie electrică în ultimele 24 luni

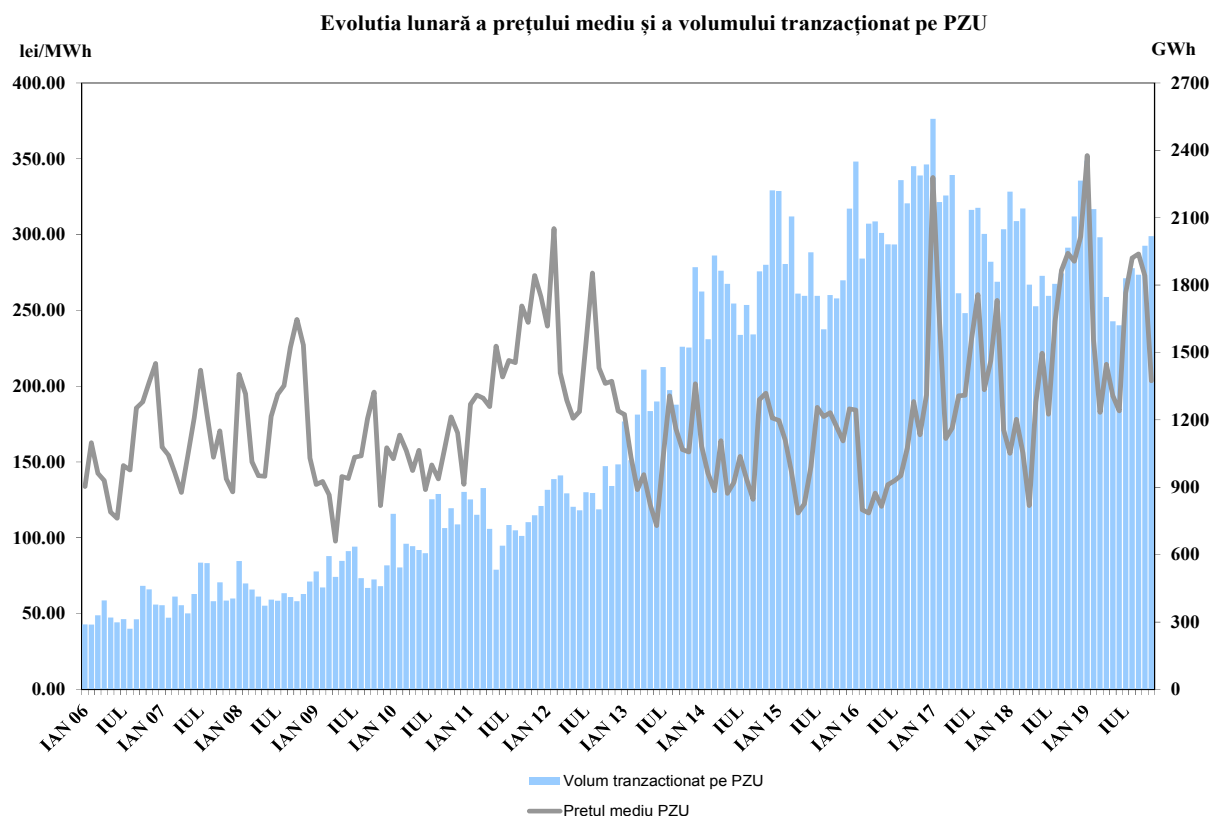


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 și a piețelor intrazilnice. 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	Octombrie 2019	Noiembrie 2019	Noiembrie 2018
EXPORT			
volum tranzacționat (GWh)	170	354	366
preț mediu (lei/MWh)	223,03	186,02	246,51
% din consumul intern	3,7	7,6	7,5
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	44	117	113
preț mediu (lei/MWh)	246,26	173,87	223,57
% din consumul intern	1,0	2,51	2,3
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	-	1,56	-
preț mediu (lei/MWh)	-	178,44	-
% din consumul intern	-	0,03	-
IMPORT			
volum tranzacționat (GWh)	634	487	334
preț mediu (lei/MWh)	286,80	233,66	305,41
% din consumul intern	13,9	10,4	6,9
din care, prin PZU cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	141	80	113
preț mediu (lei/MWh)	285,55	239,79	344,65
% din consumul intern	3,1	1,7	2,3
din care, prin PI cuplat			
volum tranzacționat (GWh)	-	3	-
preț mediu (lei/MWh)	-	208,56	-
% din consumul intern	-	0,06	-

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



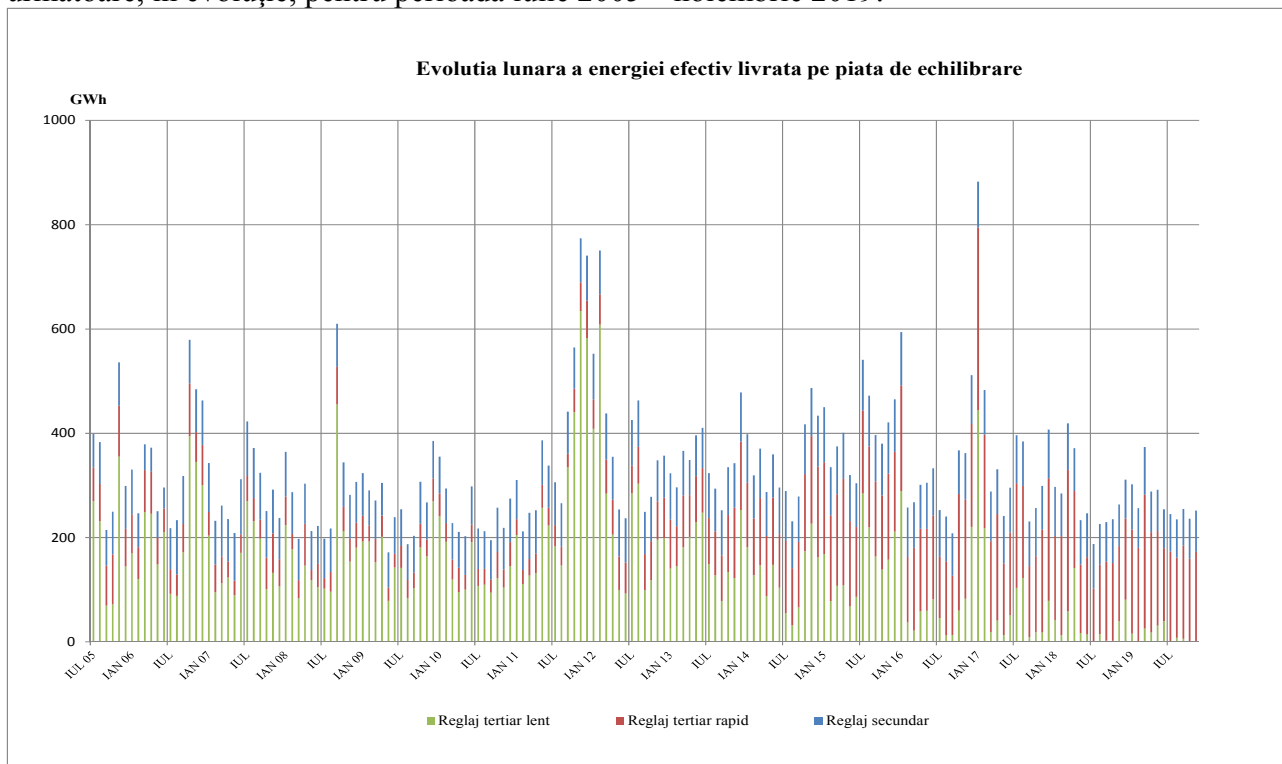
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2019, este prezentată în tabelul următor:

Noiembrie 2019	Energie de echilibrare angajată (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrată (GWh)	Abatere (%)
Reglaj secundar	79	79	
<i>crestere</i>	26	26	
<i>scadere</i>	53	53	
Reglaj tertiar rapid	180	173	4
<i>crestere</i>	34	33	3
<i>scadere</i>	146	140	4
Reglaj tertiar lent	0	0	0
<i>crestere</i>	0	0	0
<i>scadere</i>	0	0	0
TOTAL	259	252	
<i>crestere</i>	60	59	
<i>scadere</i>	199	193	
CONSUM INTERN		4663	
% volum tranzacționat din consumul intern		5.4%	

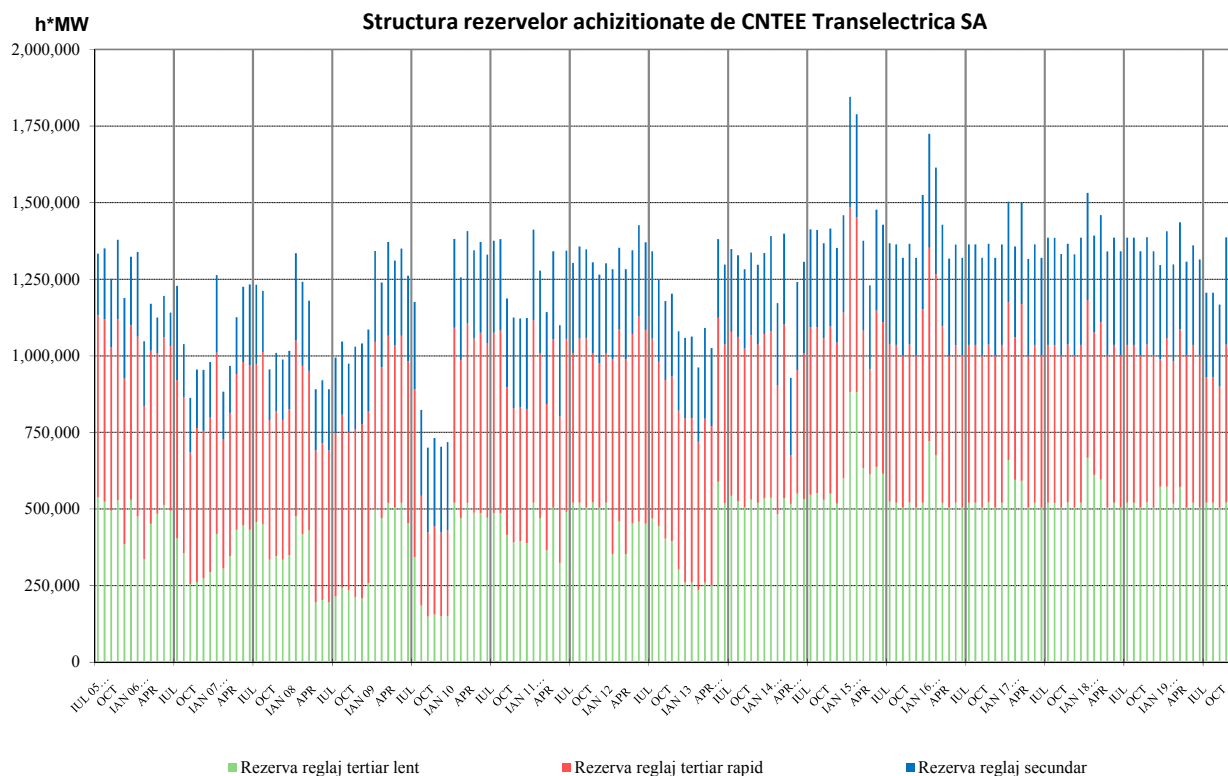
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2019:



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

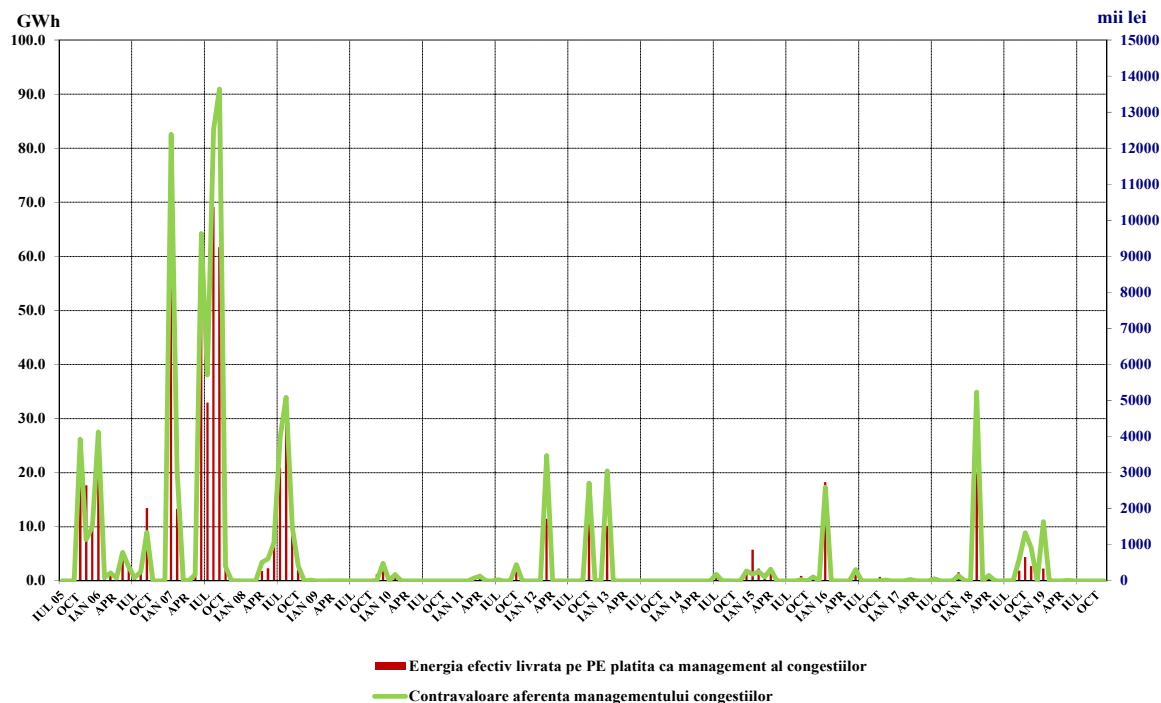
În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor (servicii tehnologice de sistem – STS, reprezentând obligații ale producătorilor de mentinere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților contractate) achiziționate/decontate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2019:



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

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 contravaloării acesteia



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

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

Producători

În luna noiembrie 2019, 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 -	
	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
Reglementat către FUI, producător termo, hidro și nuclear	-	511,43
Negociat, la furnizori	32,30	27,39
Contracte pe piețele centralizate ale Opcom SA din care:	3760,76	2915,48
PCCB-LE	1757,13	1454,96
PCCB-NC	955,88	801,31
PC-OTC	1047,75	659,04
PCE-ESRE-CV	-	0,18
PCSU	72,00	0,00
PZU	1290,00	1318,96
PI	3,19	28,54
Contracte de furnizare la clienți finali din care:	404,86*	325,79
casnici	0,34	0,28
noncasnici	404,52*	325,51
Total	5563,10*	5127,60

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Notă: *Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2018 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Furnizori

În luna noiembrie 2019, pe piața de energie electrică au activat 94 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 32 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 62 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

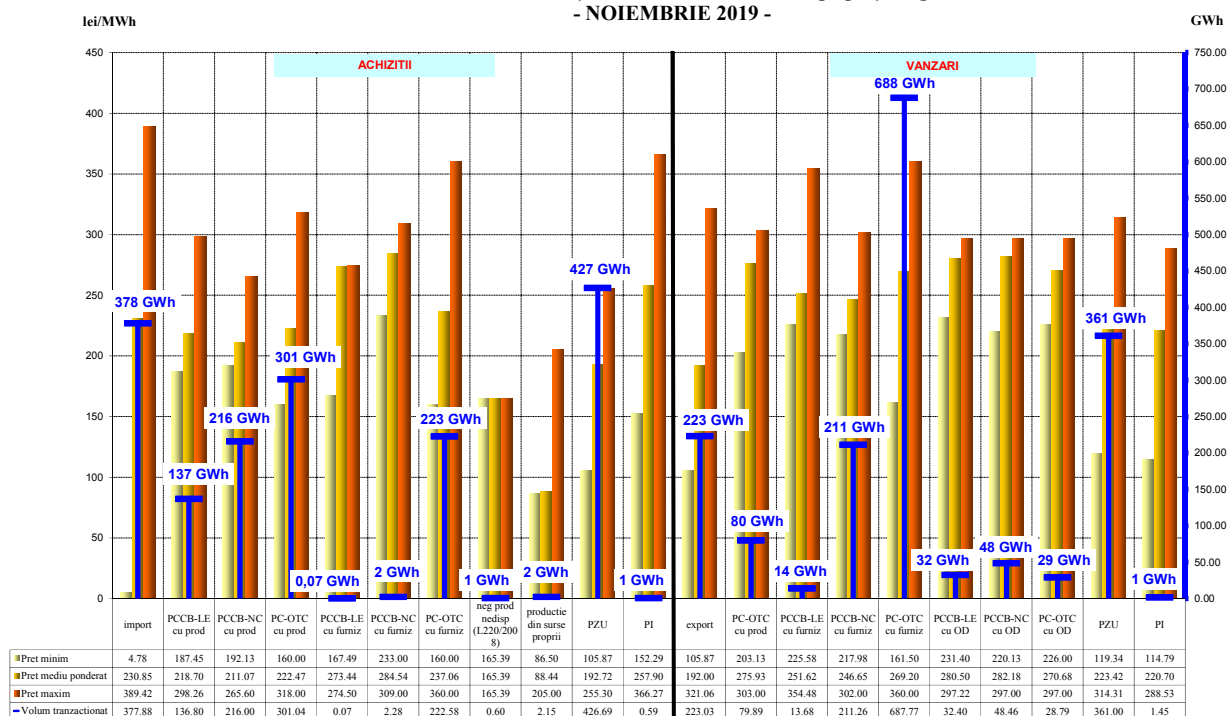
Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi numai pe PAN, prezentând structura pe categorii de piețe/participanți la PAN a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna noiembrie 2019, comparativ cu perioada similară din anul 2018:

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	-GWh-	
	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
Achiziții		
import	165,07	377,88
tranzacții negociate cu producători	11,69	0,00
tranzacții pe PCC, din care:	1319,93	878,77
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	82,96	136,80
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	224,59	216,00
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	572,64	301,04
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,00	0,07
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	10,80	2,28
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	428,93	222,58
producție din surse proprii	1,63	2,15
tranzacții pe PZU	317,63	426,69
tranzacții pe PI	0,00	0,59
Vânzări		
export	242,77	223,03
tranzacții pe PCC, din care:	973,81	1102,24
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	39,58	79,89
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	9,36	13,68
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	165,87	211,26
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	710,53	687,77
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	3,60	32,40
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	26,88	48,46
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	17,99	28,79
tranzacții PCSU cu FUI	81,62	0,00
tranzacții pe PZU	520,22	361,00
tranzacții pe PI	0,61	1,45

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2019 de către furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de
furnizorii concurențiali cu activitate exclusivă pe piața angro
- NOIEMBRIE 2019 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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 PAM a cumpărărilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna noiembrie 2019, comparativ cu perioada similară a anului 2018:

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	-GWh-	
	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
Achiziții		
import	55,86	23,76
tranzacții negociate cu producători	23,40	27,50
tranzacții pe PCC, din care:	2116,67	1947,69
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	962,44	579,47
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	364,20	370,87
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	198,28	197,82
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	46,56	33,83
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	110,25	159,15
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	434,94	605,54
- tranzacții PCE-ESRE-CV de la producători	-	1,01
producție din surse proprii	9,81	11,86
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/ 2008)*	3,96	4,34
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)**	9,97	13,67
tranzacții cu prosumatori	-	0,004
tranzacții pe PZU	331,26	601,09
tranzacții pe PI	4,06	27,43

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
Vânzări		
export	10,00	12,33
tranzacții pe PCC, din care:	969,36	1062,73
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	5,54	0,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	16,90	27,36
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	25,80	51,86
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	69,59	60,54
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	111,18	138,08
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	663,68	596,48
- tranzacții pe PCCB-LE cu OD	18,00	32,40
- tranzacții pe PCCB-NC cu OD	29,39	75,89
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	11,51	65,73
- tranzacții pe PCCB-LE cu OTS	17,78	7,20
- tranzacții pe PCCB-NC cu OTS	0,00	7,20
tranzacții PCSU cu FUI	4,80	0,00
tranzacții pe PZU	59,23	75,48
tranzacții pe PI	0,48	0,69
clienți finali casnici	25,81	27,12
clienți finali noncasnici	1484,38	1450,05

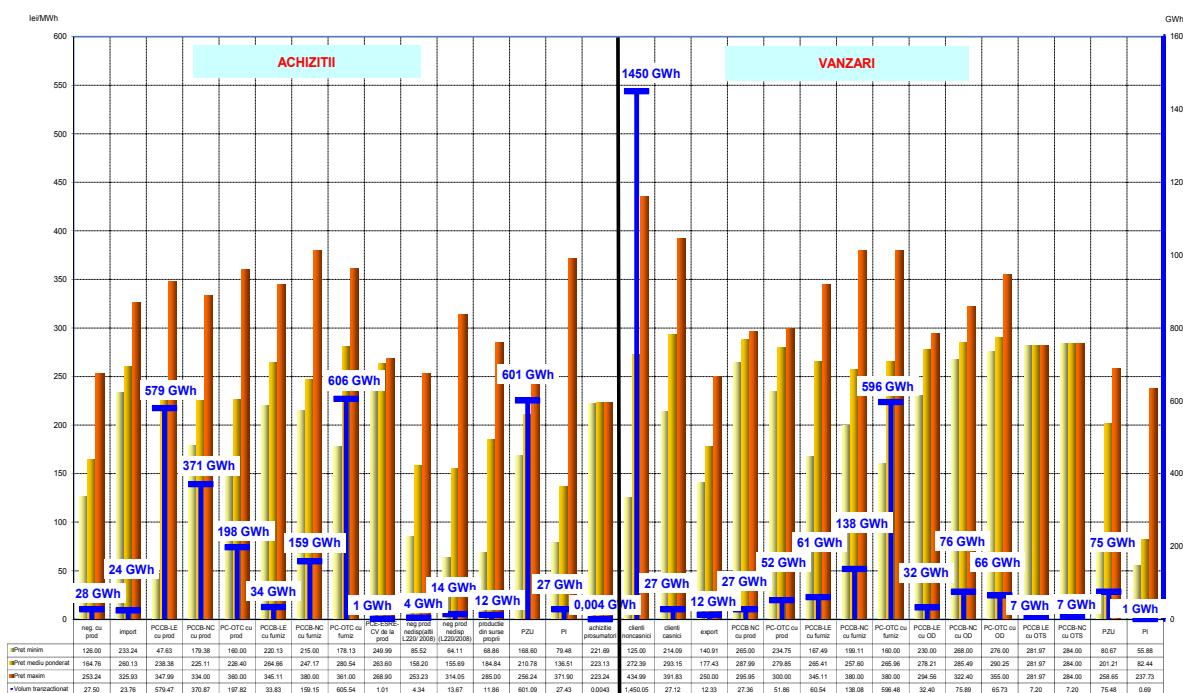
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Note: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care **nu** se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

** tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate, prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2019 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
- NOIEMBRIE 2019 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Furnizori de ultimă instanță

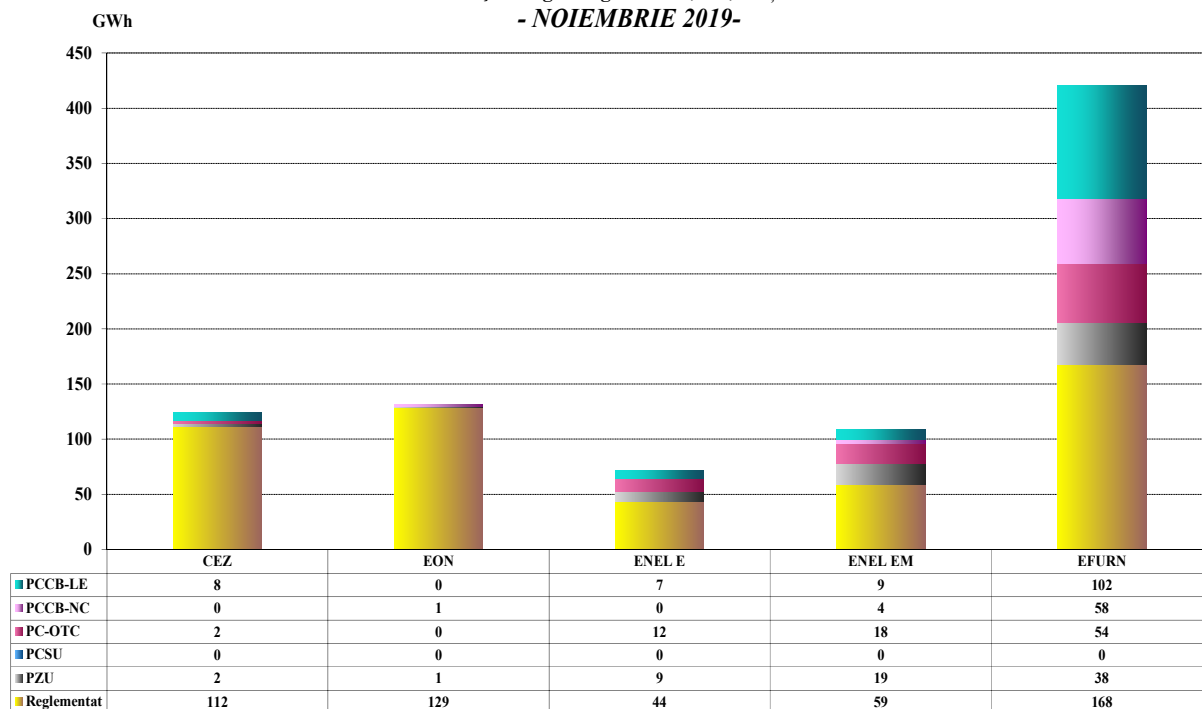
Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță realizată înainte de intervalul de livrare, pentru alimentarea clienților finali în regim reglementat, SU, UI și inactivi este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2019 comparativ cu perioada similară a anului 2018:

Structura tranzacțiilor FUI pentru alimentarea clienților finali în regim reglementat, SU, UI și inactivi	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
contracte reglementate cu producători	-	511,43
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	0,004	0,0004
tranzacții PCC, din care:	457,31	275,34
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	124,14	115,37
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	33,13	21,78
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	42,69	14,70
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	13,82	10,95
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	73,78	41,61
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	169,74	70,94
tranzacții cu prosumatori	-	0,02
tranzacții PCSU, din care:	158,42	0,00
- tranzacții PCSU cu producători	72,00	0,00
- tranzacții PCSU cu furnizori	86,42	0,00
tranzacții pe PZU, din care:	197,79	-23,65
- cumpărare	226,16	69,28
- vânzare	28,37	92,93
tranzacții pe PI, din care:	0,11	-0,001
- cumpărare	0,11	0,00
- vânzare	0,00	0,001

*Notă: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare*

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru alimentarea clienților finali în regim reglementat, SU, UI și inactivi în noiembrie 2019, este reprezentată în graficul următor:

Structura achizițiilor de energie electrică ale FUI
 pentru alimentarea clienților finali
 alimentați în regim reglementat, SU, UI și inactivi
 - NOIEMBRIE 2019-



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

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 26/2018 cu modificările din Ordinul ANRE nr. 17/2019, ANRE a desemnat, în calitate de FUI obligat pe fiecare zonă de rețea, până în 30.06.2022, societățile E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, Societatea Electrica Furnizare SA și CEZ Vânzare SA. ANRE a desemnat, de asemenea, în calitate de FUI opțional, societățile Electrica Furnizare, CEZ Vânzare SA, E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, Engie România SA, Getica 95 Com SRL, SPEEH Hidroelectrică SA, MET România Energy SA, Restart Energy One SRL, Tinmar Energy SRL, pentru perioada 01.03.2019-28.02.2020, pe diferite zone de rețea. De asemenea, societatea Enel Energie Muntenia SA deținea, din 01.07.2018, calitatea de FUI opțional, pentru zonele Moldova, Oltenia, Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud.

În conformitate cu *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate și a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali* (aprobată prin Ordinul nr. 11/2019), în perioada 01.03.2019-28.02.2022, consumul de energie electrică al clienților casnici care au încheiat contracte reglementate de furnizare a energiei electrice cu FUI se facturează la tarife reglementate pe nivele de tensiune, aprobate de ANRE prin Ordinele nr. 27, 28, 29, 30 și 31 din 2019 pentru fiecare zonă de rețea corespunzătoare FUI obligați, respectiv tarife reglementate pe nivele de tensiune aprobate de ANRE prin Ordinul 32/2019 pentru toate zonele de rețea în cazul FUI opționali.

Astfel, începând cu 01.03.2019, pentru fiecare zonă de rețea și nivel de tensiune, FUI aplică în facturile clienților casnici respectiv clienților finali noncasnici din portofoliul propriu, următoarele tipuri de tarife aprobate/prețuri avizate de ANRE, la care adaugă tarifele reglementate pentru serviciul de transport, serviciul de sistem și serviciul de distribuție:

- *FUI obligați - tarife reglementate clienților casnici, preț pentru SU clienților finali noncasnici care beneficiază de serviciu universal, preț pentru clienții inactivi clienților finali noncasnici care nu au uzat de eligibilitate și nu îndeplinesc condițiile sau nu au*

solicitat să beneficieze de serviciu universal și *preț de ultimă instanță* clienților finali noncasnici preluați în condițiile în care nu au asigurată furnizarea din nicio altă sursă.

Prețul pentru SU și prețul pentru clienții inactivi se determină prin însumarea componentelor de achiziție a energiei electrice și a componente de furnizare pentru categoria de clienți respectivă la care se adaugă componenta de ajustare aferentă prețului pentru SU sau pentru clienții inactivi. *Prețul pentru ultimă instanță* se determină la nivel de lună, pornind de la prețul mediu ponderat al PZU pentru luna pentru care se calculează, la care se adaugă componenta de furnizare.

- *FUI opționali – tarife reglementate* clienților casnici și *preț pentru SU* clienților finali noncasnici care beneficiază de serviciu universal (formulă de preț calculată prin aplicarea unui discount asupra prețului pentru SU al FUI obligat din zona de rețea respectivă).

În baza prevederilor Ordinului ANRE nr. 10/2019, în vederea asigurării consumului clienților casnici la tarife reglementate, FUI achiziționează energia electrică necesară pe bază de contracte reglementate de vânzare-cumpărare încheiate cu producătorii de energie electrică pentru care ANRE a stabilit (prin decizii, pentru perioada 01.03.2019-31.12.2019), obligații de vânzare a unor cantități ferme la preț reglementat. FUI asigură necesarul de consum al clienților casnici și prin achiziții de la prosumatori, prin contracte încheiate pe piețele centralizate, PZU, PI și PE.

Ordinul ANRE nr. 27/2018 pentru aprobarea *Regulamentului de organizare și desfășurare a licitațiilor pe piața centralizată pentru serviciul universal* a modificat condițiile de participare a FUI la PCSU în vederea achiziției de energie electrică destinată acoperirii consumului clienților finali deserviți în regim reglementat și de SU, participarea la sesiunile de licitații devenind, astfel, voluntară.

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim SU/reglementat este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2019, comparativ cu perioada similară a anului 2018:

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU/reglementat	Noiembrie 2018		Noiembrie 2019	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
contracte reglementate cu producători	-	-	511,43	219,87
tranzacții PCC, din care:	419,27	235,29	225,28	251,19
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	120,16	216,98	96,82	249,55
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	30,10	216,43	21,60	218,96
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	38,97	248,37	7,20	259,00
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	13,68	228,37	10,80	240,11
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	73,65	243,25	38,16	264,68
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	142,71	247,65	50,70	259,18
tranzacții cu prosumatori	-	-	0,01	223,22
tranzacții PCSU, din care:	158,42	256,36	0,00	0,00
- PCSU cu producători	72,00	241,44	0,00	0,00
- PCSU cu alți furnizori	86,42	268,79	0,00	0,00
tranzacții PZU, din care:	177,88	-	-38,54	-
- cumpărare	204,16	333,45	53,56	238,14
- vânzare	26,28	237,37	92,10	199,67
tranzacții PI, din care:	0,05	-	-0,0011	-
- cumpărare	0,05	522,00	0,00	0,00
- vânzare	0,00	0,00	0,0011	30,40
TOTAL	755,62	266,18	698,18	234,04

Notă: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispeserizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților inactivi este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2019:

Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2019

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților inactivi	Noiembrie 2019	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	0,0004	179,22
tranzacții PCC, din care:	46,62	263,18
-tranzacții pe PCCB-LE cu producatori	18,55	247,52
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,17	237,75
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	5,86	259,93
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	0,15	301,23
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	3,45	270,09
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	18,43	278,62
tranzacții cu prosumatori	0,002	222,70
tranzacții PZU, din care:	13,96	232,87
- cumpărare	14,61	228,57
- vânzare	0,65	136,21
TOTAL	60,58	256,19

*Notă: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare*

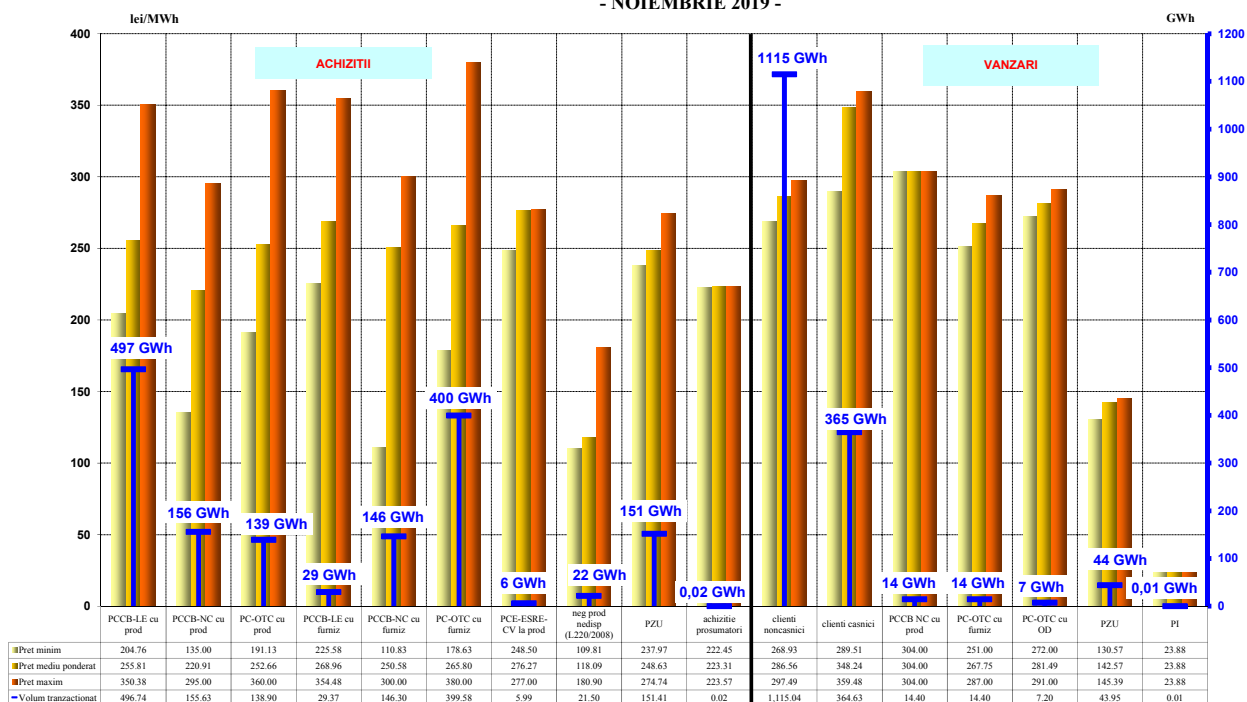
În tabelul următor este prezentată structura tranzacțiilor de energie electrică ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, corespunzătoare segmentului concurențial al PAM, în luna noiembrie 2019, comparativ cu perioada similară a anului 2018:

Structură tranzacții FUI pentru segmentul concurențial al PAM	- GWh -	
	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
Achiziții		
tranzacții pe PCC, din care:	1336,75	1372,51
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	401,35	496,74
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	228,78	155,63
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	219,88	138,90
- tranzacții pe PCCB-LE cu alți furnizori	18,57	29,37
- tranzacții pe PCCB-NC cu alți furnizori	82,21	146,30
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	385,96	399,58
- tranzacții PCE-ESRE-CV de la producători	-	5,99
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)*	19,10	21,50
tranzacții cu prosumatori	-	0,02
tranzacții pe PZU	159,93	151,41
tranzacții pe PI	0,16	0,00
Vânzări		
tranzacții pe PCC, din care:	45,36	36,00
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	0,00	14,40
- tranzacții pe PC-OTC cu alți furnizori	45,36	14,40
- tranzacții pe PC-OTC cu OD	0,00	7,20
tranzacții pe PZU	51,94	43,95
tranzacții pe PI	0,00	0,01
clienți finali casnici	300,82	364,63
clienți finali noncasnici	1161,61	1115,04

*Notă: *tranzacțiile negociate derulate cu producătorii nedispecerizabili care se încadrează în prevederile Legii nr. 220/2008 cu modificările și completările ulterioare*

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și a prețurilor medii realizate în luna noiembrie 2019 de către FUI pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de
furnizorii de ultimă instanță pentru segmentul concurențial al pieței cu amănuntul
- NOIEMBRIE 2019 -



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

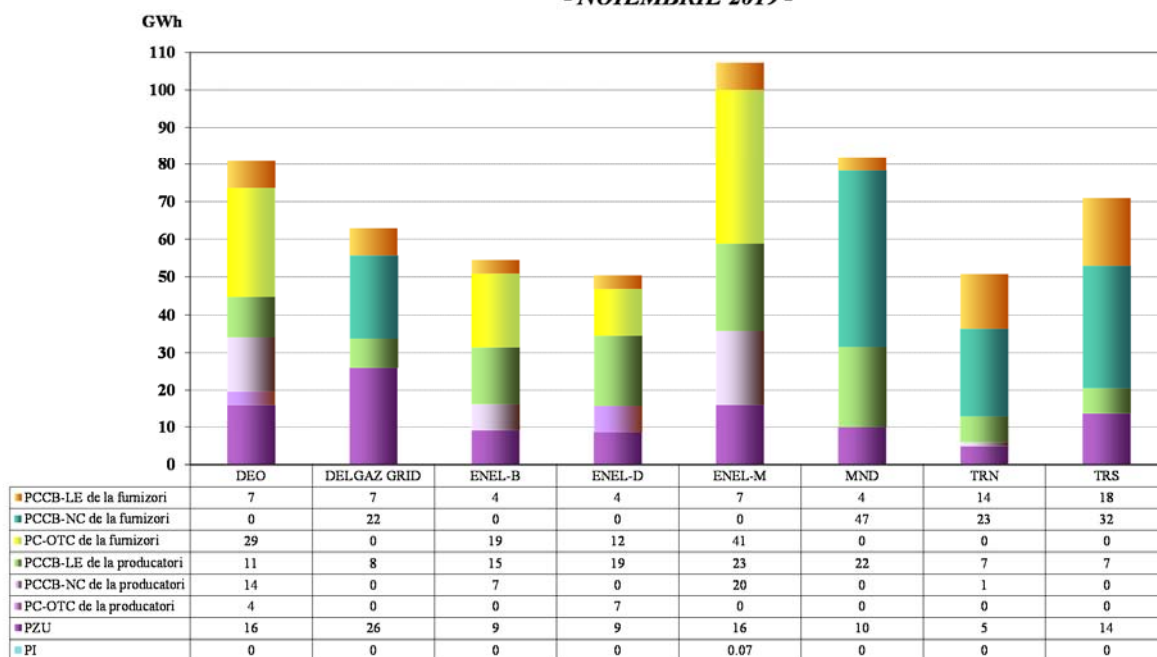
Operatori de distribuție concesionari

Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari realizată înainte de intervalul de livrare, pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna noiembrie 2019 comparativ cu perioada similară a anului 2018:

Structură tranzacții	- GWh -	
	Noiembrie 2018	Noiembrie 2019
tranzacții pe PCC, din care:	401,98	454,86
- tranzacții pe PCCB-LE cu producători	197,59	110,91
- tranzacții pe PCCB-NC cu producători	82,79	42,29
- tranzacții pe PC-OTC cu producători	14,24	10,81
- tranzacții pe PCCB-LE cu furnizori	21,60	64,80
- tranzacții pe PCCB-NC cu furnizori	56,27	124,35
- tranzacții pe PC-OTC cu furnizori	29,50	101,71
tranzacții pe PZU, din care:	178,77	97,88
- cumpărare	179,09	104,53
- vânzare	0,32	6,64
tranzacții pe PI, din care:	0,11	0,07
- cumpărare	0,11	0,07
- vânzare	0,00	0,00

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari în noiembrie 2019, este prezentată în graficul următor:

**Structura achizițiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție concesionari
pentru acoperirea consumului propriu tehnologic
- NOIEMBRIE 2019 -**



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

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

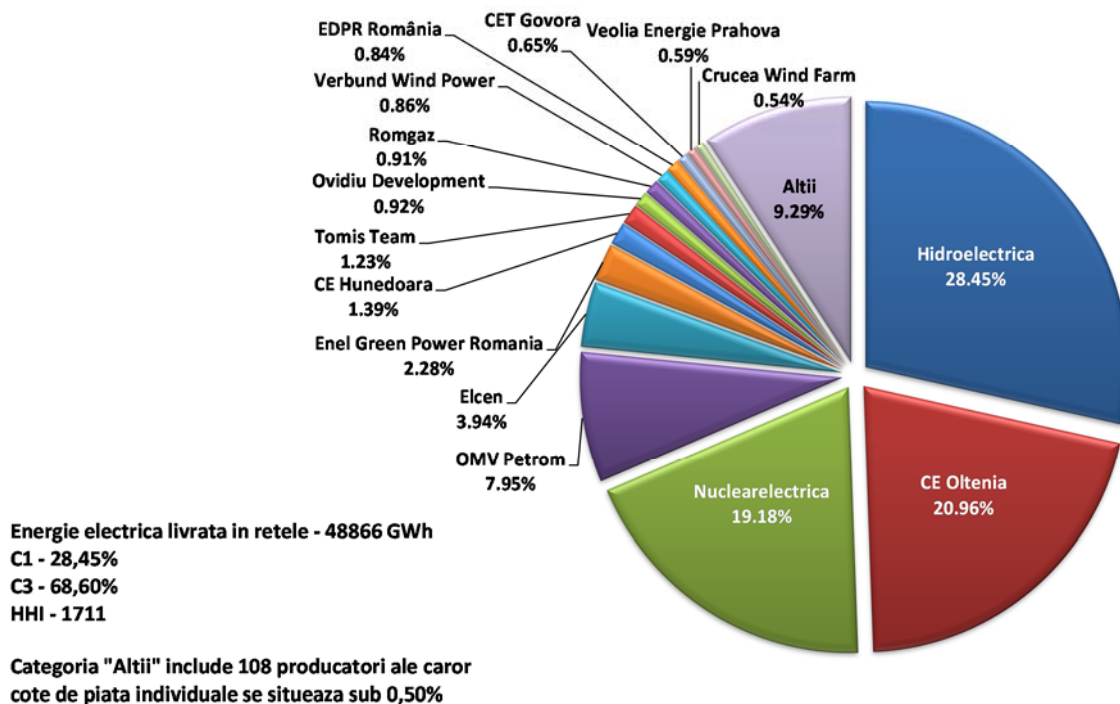
Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 noiembrie 2019, iar în grafic sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică, deținători de unități de producere dispecerizabile, realizate pe ansamblul componentelor pieței angro de energie electrică și stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele.

Indicatori de concentrare - Noiembrie 2019 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	20,45	60,21	1372

**Cotele de piața ale producătorilor cu unitati dispeceerizabile
in functie de energia livrata in retele
Ianuarie - Noiembrie 2019**



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2019, 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 -Noiembrie 2019 -	Reglaje					
	Secundar		Tertiar rapid		Tertiar lent	
	crestere	scadere	crestere	scadere	crestere	scadere
C1 - % -	64	64	51	42	0	0
C3 - % -	99	99	93	93	0	0
HHI	4871	4901	4208	3283	0	0

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

În temeiul prevederilor HG 593/2019 și OUG nr. 26/2018 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța și securitatea alimentării cu energie electrică a SEN, a fost aprobată Decizia președintelui ANRE nr. 1851/2019 privind achiziția la preț reglementat pentru perioada 1 noiembrie 2019–31 martie 2020 de la producătorul Electrocentrale Galați SA a unei cantități de servicii tehnologice de sistem reprezentând rezervă terțiară lentă pentru o capacitate de 77 MW și Decizia președintelui ANRE nr. 2047/2018 privind achiziția la preț reglementat pentru perioada 1 ianuarie–31 decembrie 2019 de la producătorul CE Hunedoara SA a unei cantități de servicii tehnologice de sistem reprezentând rezervă terțiară lentă pentru o capacitate de 400 MW. În plus, CNTEE Transelectrica S.A. a organizat licitații pentru achiziția de rezerve pe toate tipurile de reglaj.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tipuri de rezerve (reglaj secundar, terțiar rapid, terțiar lent).

Indicatori de concentrare pe piața STS - Noiembrie 2019 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	-	-	343440
	C1 (%)	-	-	83,9
	C3 (%)	-	-	100,0
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	339000	498000	216000
	C1 (%)	68,7	84,0	51,3
	C3 (%)	98,6	94,8	100,0
	HHI	5461	7132	3886

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

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 titularilor de licență și operatorilor economici persoane juridice străine cărora li s-a acordat de către ANRE prin decizie, confirmarea dreptului de a desfășura în România activitatea de furnizare sau activitatea de trader, 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 - Noiembrie 2019 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	24,93	37,76	811
Cumpărare	19,33	37,22	687

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, EPEX Spot (furnizor de servicii pentru OKTE-Slovacia și HUPX-Ungaria) și din 17 ianuarie 2017 OPCOM-România (membru PCR din ianuarie 2016). Astfel, în urma finalizării cu succes a procesului de implementare a schimbărilor și testelor efectuate, OPCOM operează în nume propriu soluția de cuplare implementată în mecanismul operațional 4M MC, toate procesele derulate realizându-se în condiții de siguranță a funcționării cuplate a piețelor pentru ziua următoare din mecanismul operațional. Operatorii de cuplare acționează în calitate de *Coordonatori* pe baza principiului rotației.

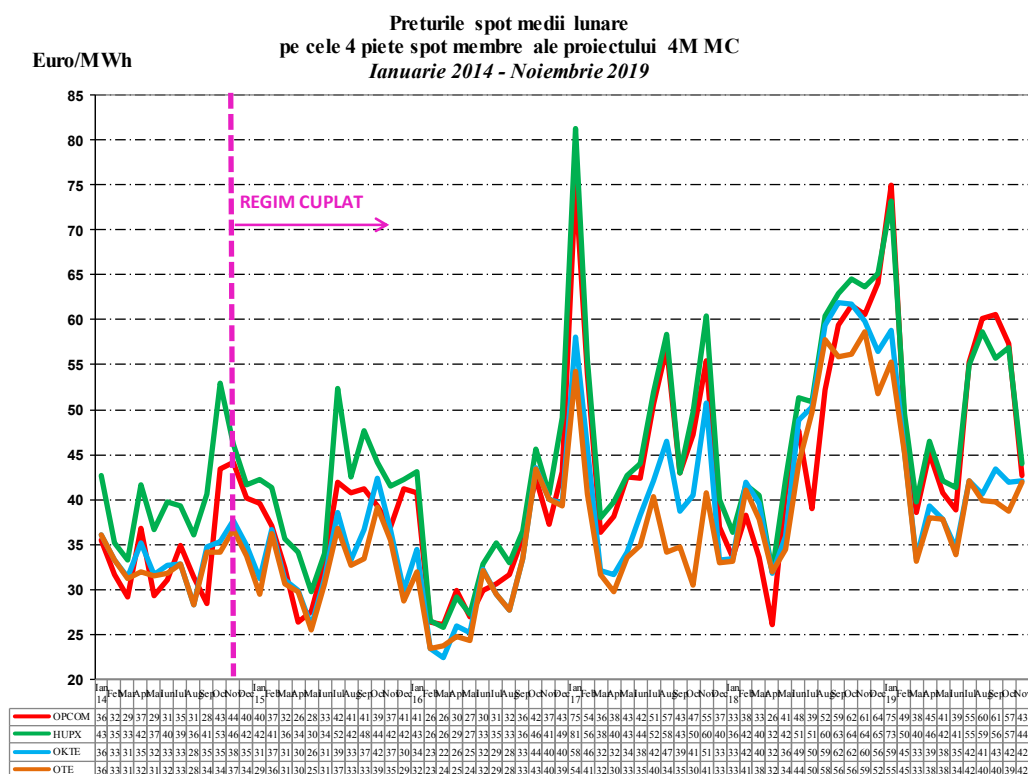
Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

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 determinat 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 agreat 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) calculată lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultată pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

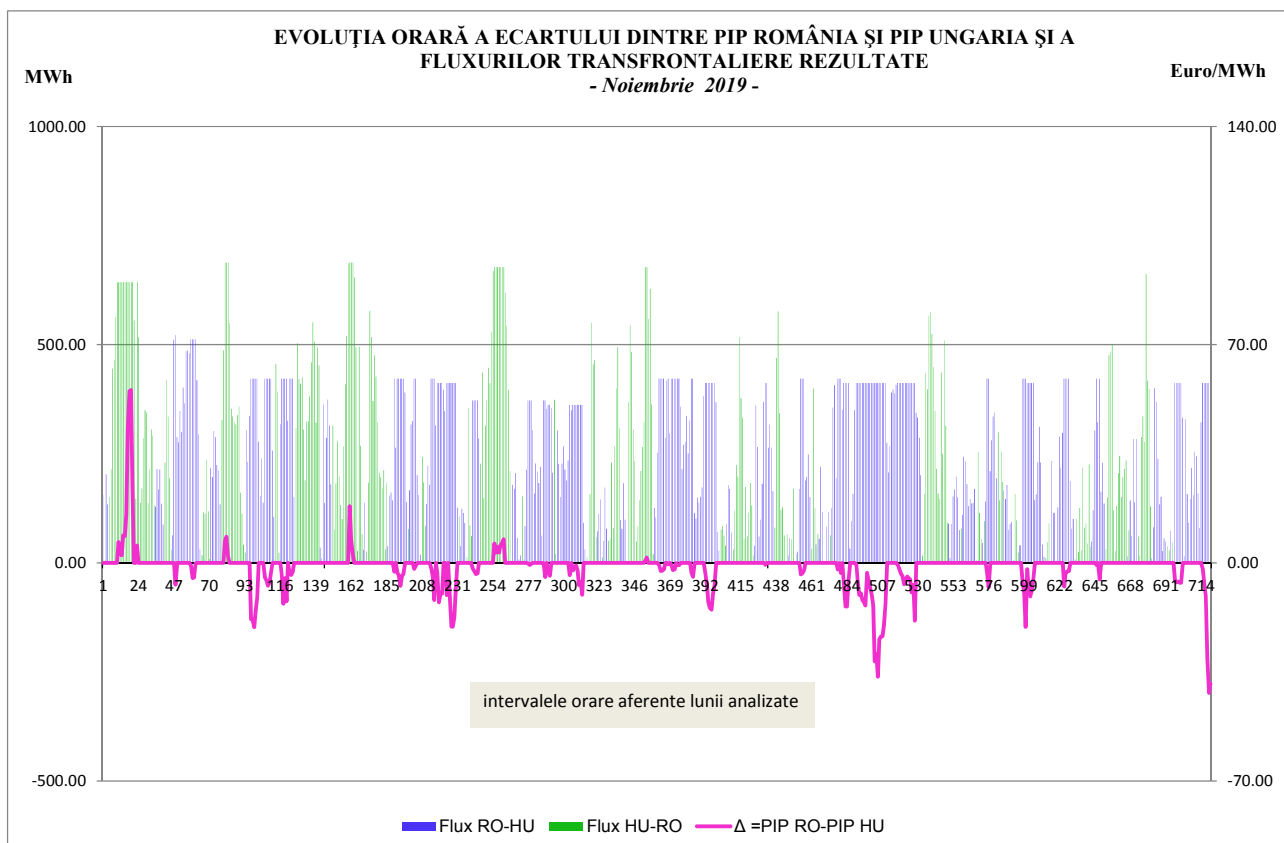
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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



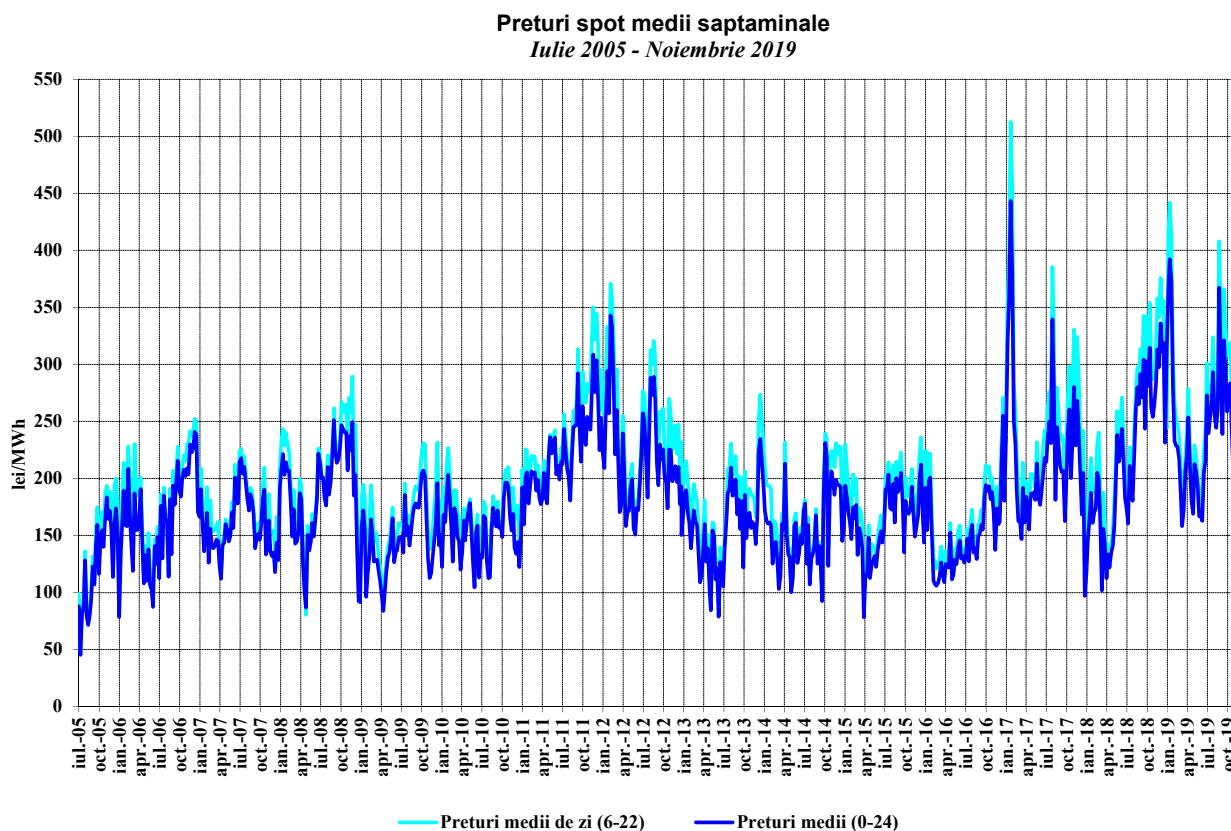
Sursa: Rapoartele lunare de monitorizare ale OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2019.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare SMPEE

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



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

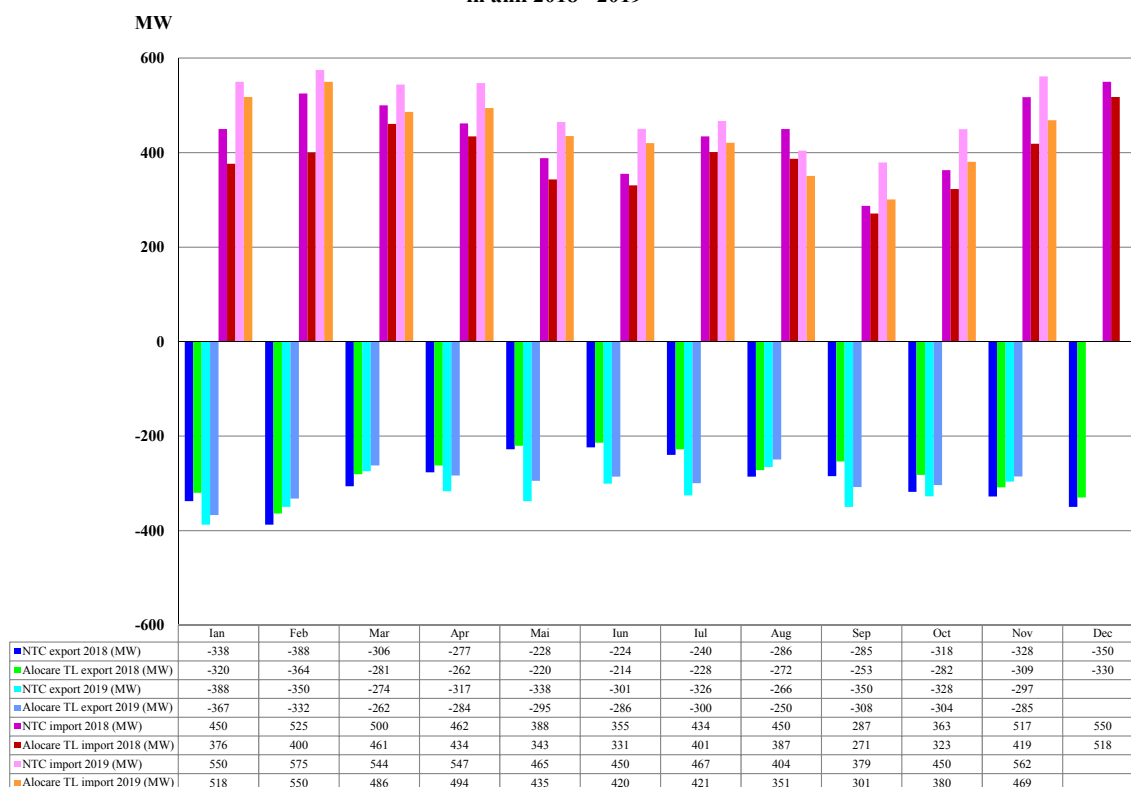
Pe granițele României cu Ungaria, Bulgaria și Serbia alocarea capacităților de interconexiune se realizează prin mecanisme de piață, bilateral coordonat pe ambele direcții, pentru 100% din capacitatea de alocare, prin licitații pe termen lung și scurt.

Pe granița cu Serbia alocarea se realizează prin licitații organizate de CNTEE Transelectrica SA pentru alocare anuală, lunară și intrazilnică, și prin licitații zilnice organizate de EMS (OTS-ul sârb), conform acordurilor semnate între cei doi operatori de transport și sistem. Pe granița cu Ucraina alocarea este realizată de CNTEE Transelectrica SA, prin licitații pentru alocare anuală și lunară, utilizarea capacităților de interconexiune fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina).

Începând cu anul 2019, pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, licitațiile pentru alocarea anuală și lunară se realizează de către JAO (Joint Allocation Office), devenită de la 1 octombrie 2018 singura platformă de alocare SAP (Single Allocation Platform) care organizează licitații pentru alocarea capacității transfrontaliere pentru toți operatorii europeni de transport și sistem. Licitațiile zilnice pe granița cu Bulgaria sunt organizate de CNTEE Transelectrica SA.

În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității nete de interconexiune (NTC) ale SEN cu sistemele energetice vecine menționate și ale capacității medii de transfer alocată la licitațiile pe termen lung pentru export și import.

Evoluția NTC medii și a capacităților medii de transfer pe granițe alocate la licitațiile pe termen lung în anii 2018 - 2019

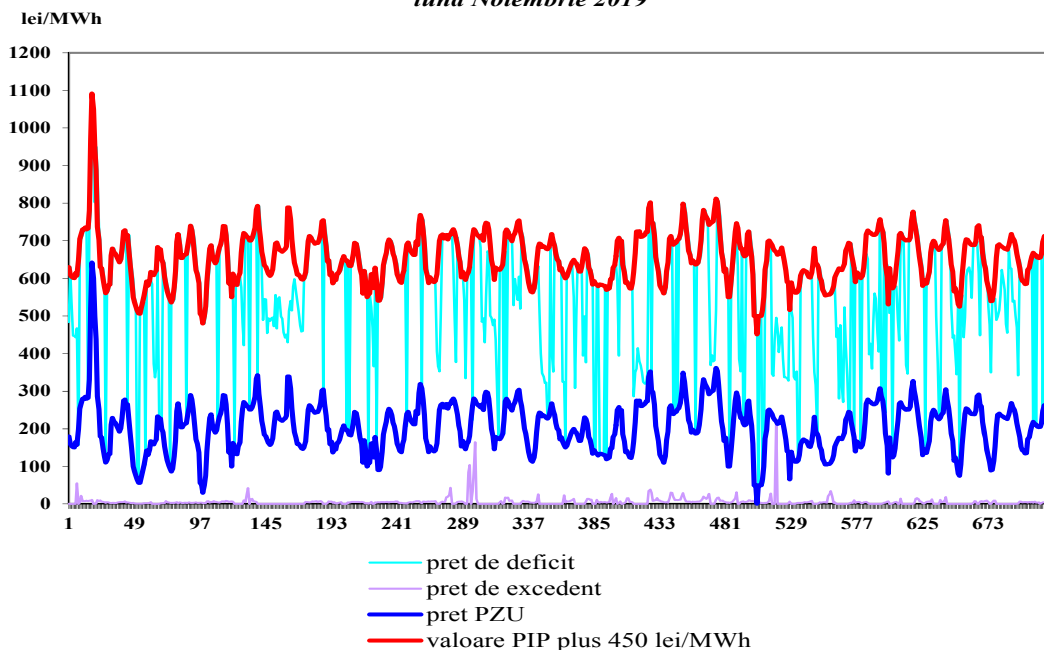


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE TRANSELECTRICA S.A. – prelucrare SMPEE

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.

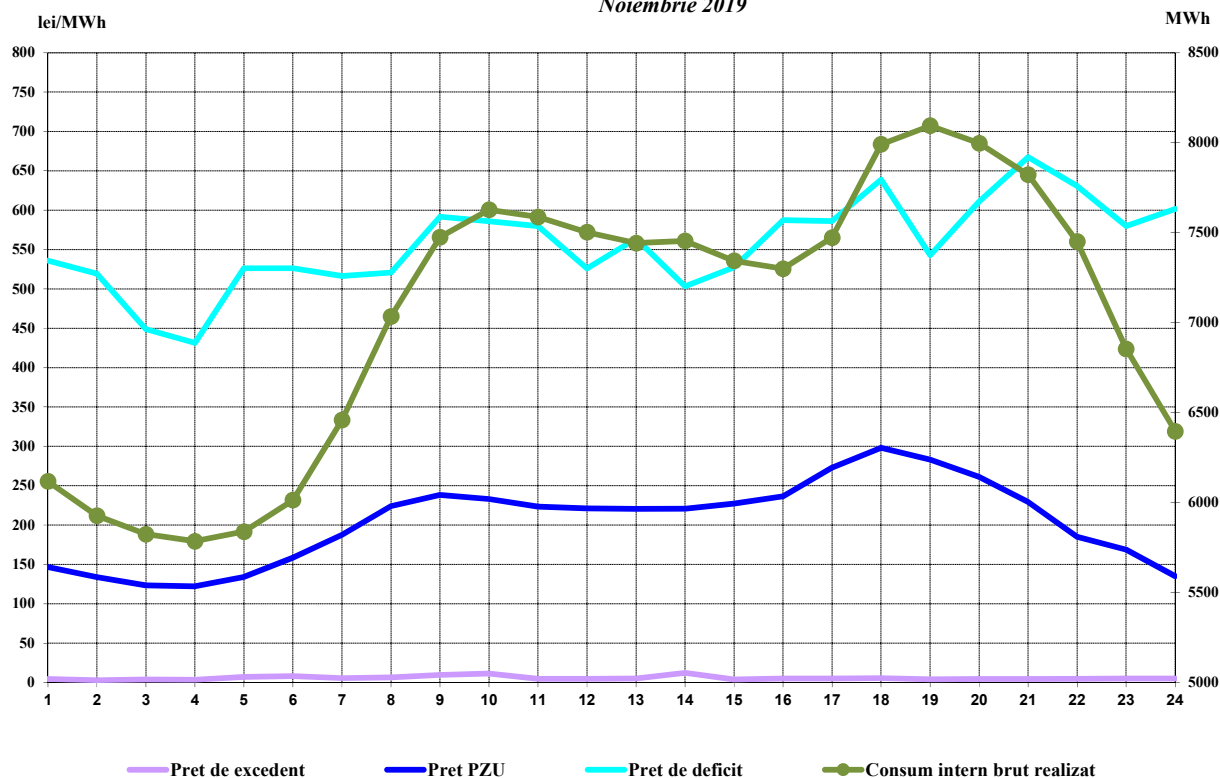
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE) oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt prezentate în valori orare (primul grafic), valori medii pe intervale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

Preturi orare de decontare
luna Noiembrie 2019



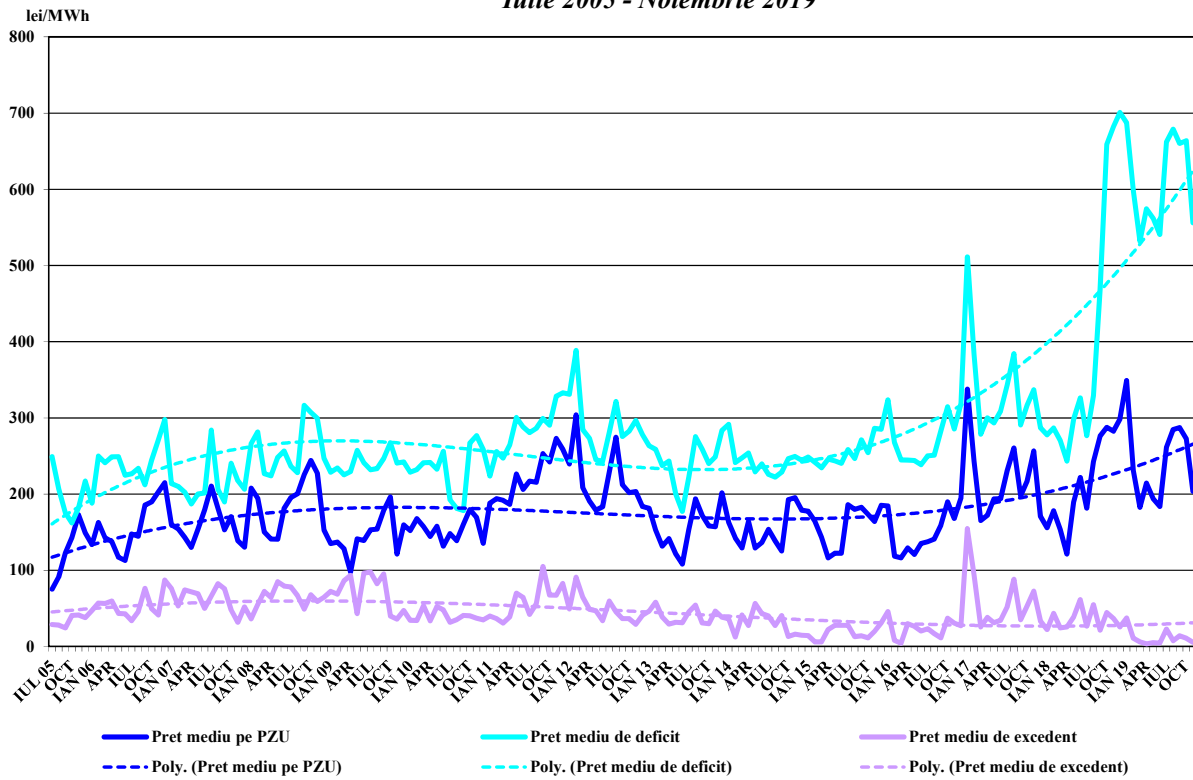
Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare SMPEE

Valori medii orare ale prețurilor de decontare și ale consumului intern brut realizat
Noiembrie 2019



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

Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE
Iulie 2005 - Noiembrie 2019



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

III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Structura schematică a pieței cu amănuntul

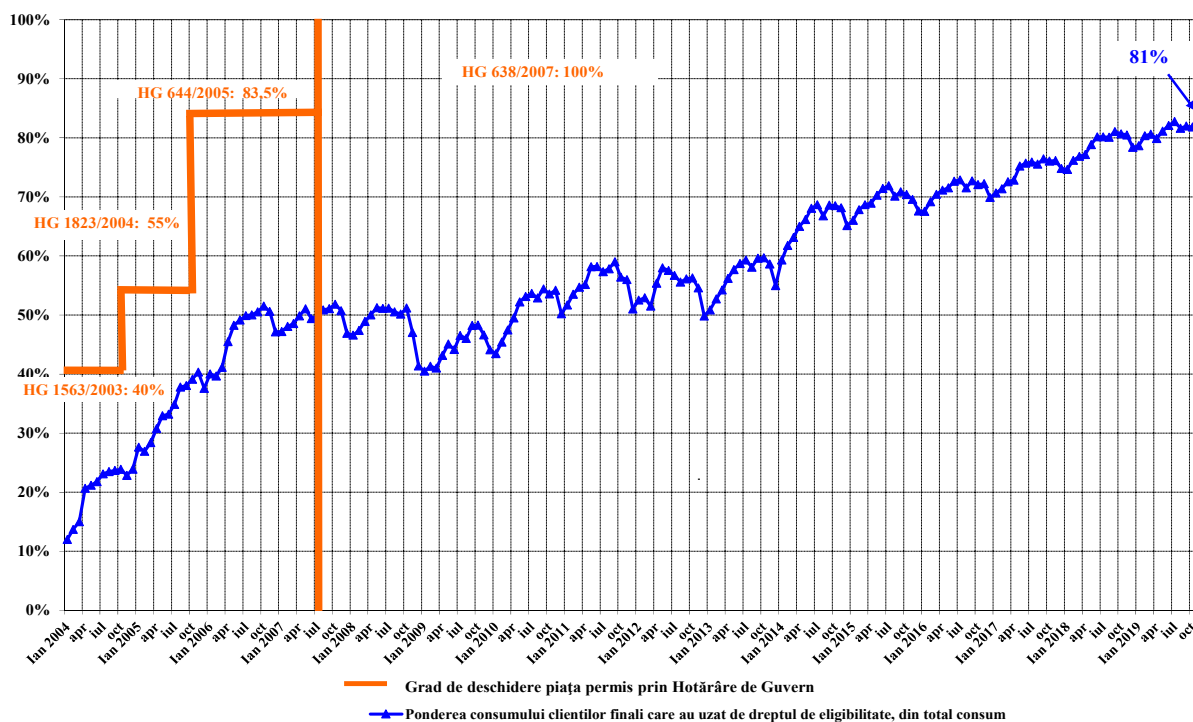


* conform art. 53 alin.(2) si art. 55 alin.(1) din Legea energiei electrice si gazelor naturale nr. 123/2012

2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – noiembrie 2019, 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 -Noiembrie 2019

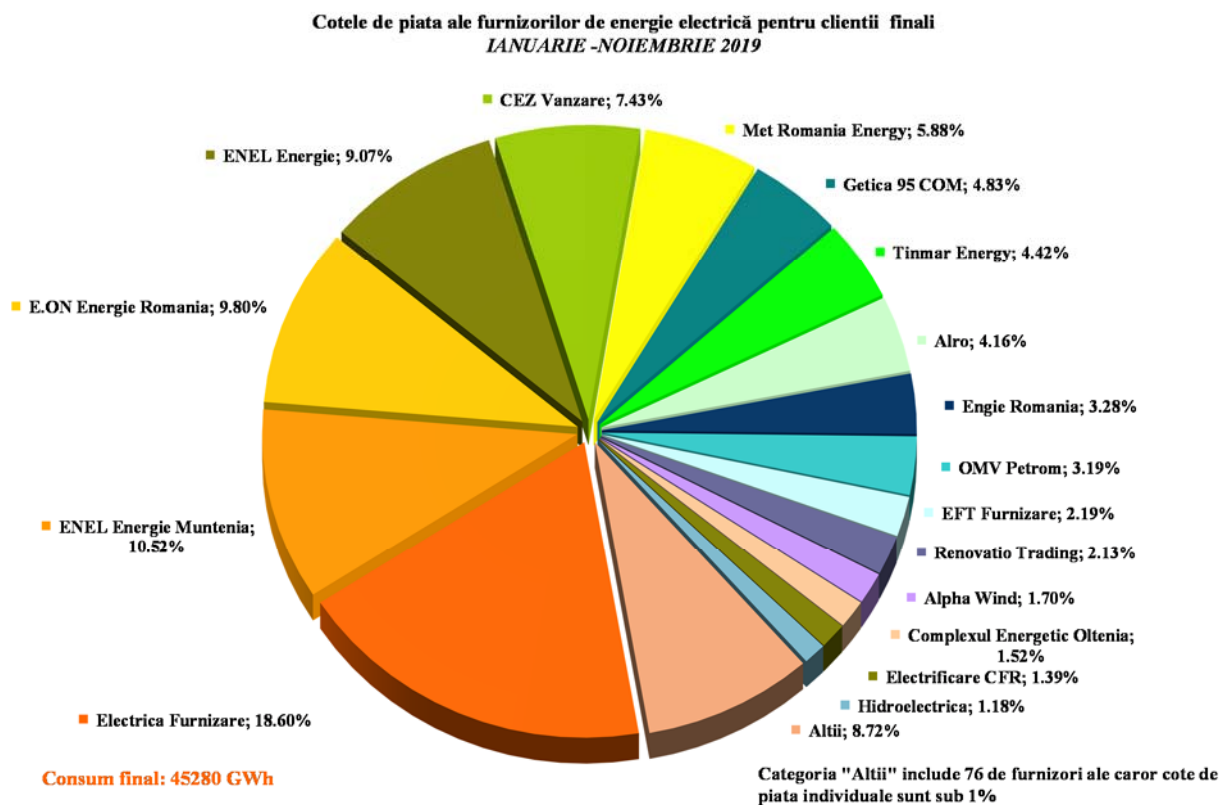


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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:

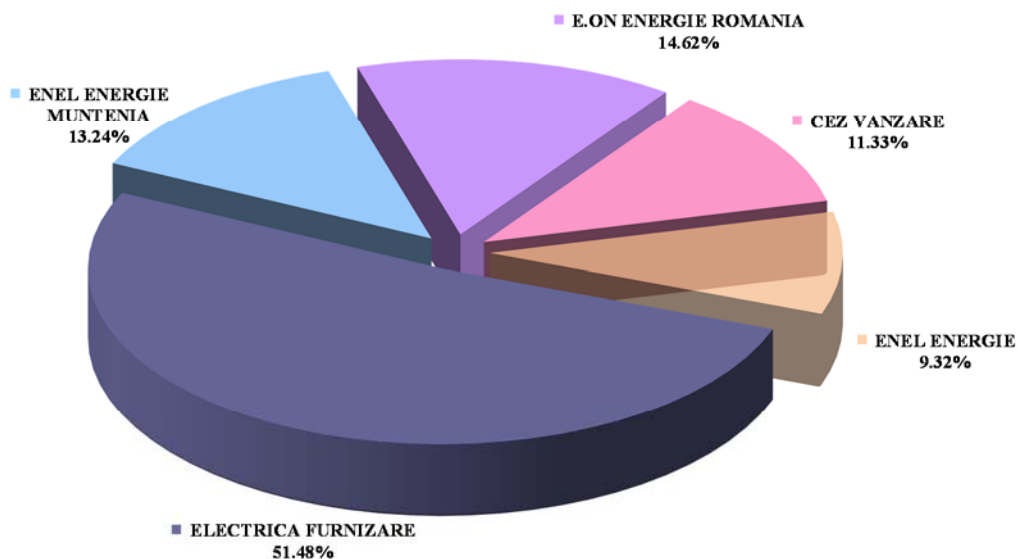
- a) pentru toți titularii de licență monitorizați, furnizori și producători cu activitate pe PAM, inclusiv furnizorii de ultimă instanță în funcție de energia electrică furnizată clienților finali în regim reglementat, SU, UI și clienților inactivi, precum și de energia electrică furnizată clienților care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat contractul;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare SMPEE

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

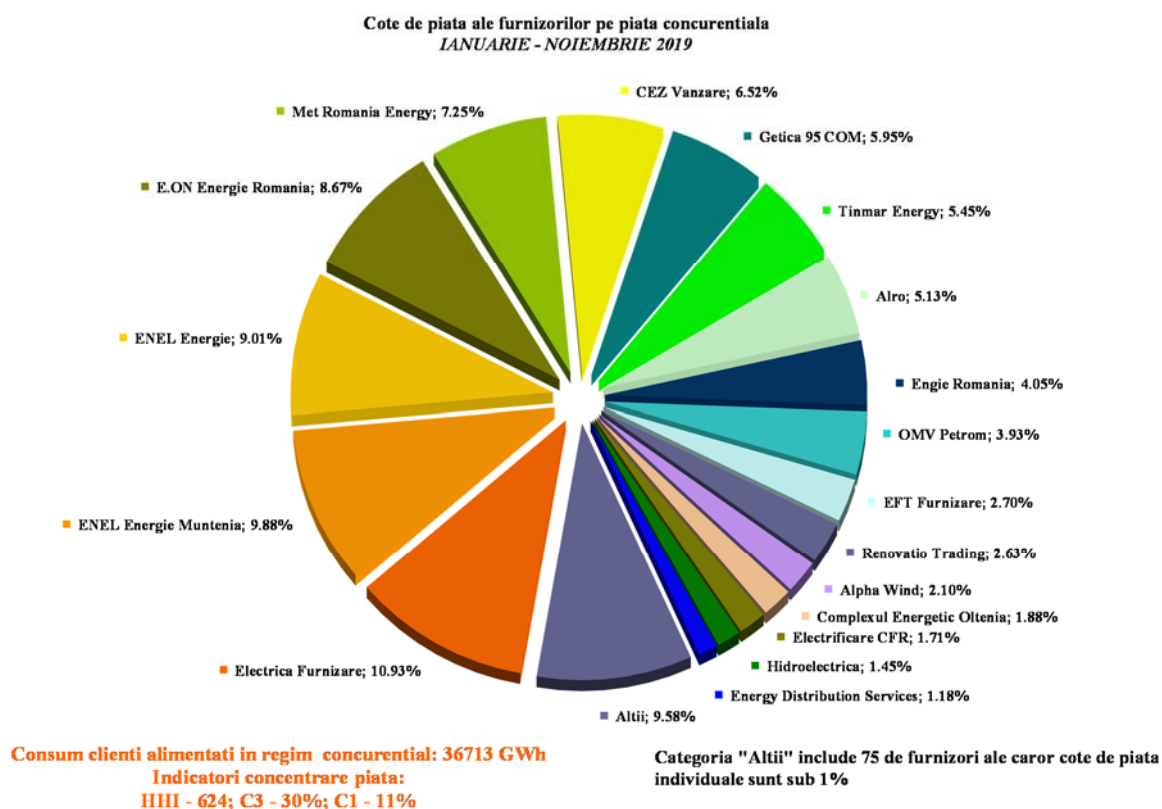
Cote de piață ale FUI în funcție de energia electrică furnizată clienților în regim reglementat, SU, UI și clienților inactivi
IANUARIE -NOIEMBRIE 2019



Consum final clienți alimentați în regim reglementat, SU, UI și clienți inactivi: 8567 GWh

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

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



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

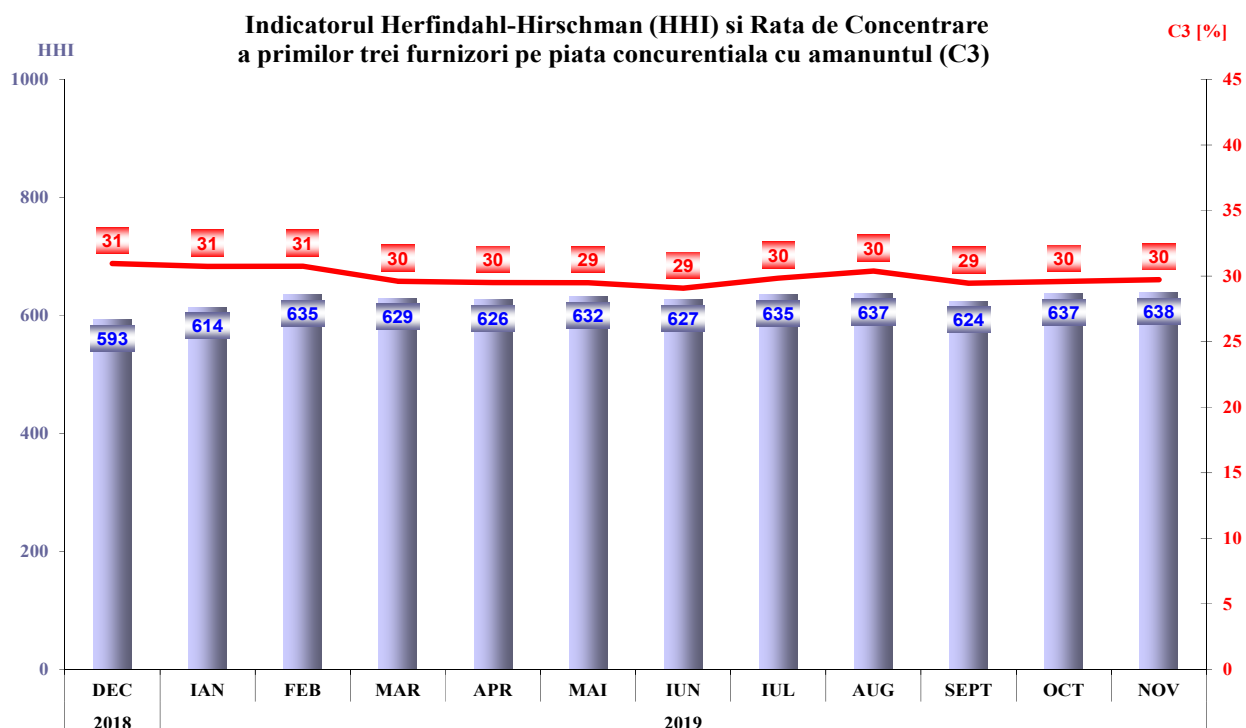
Se menționează faptul că, în calculul de determinare a valorilor indicatorilor de piață nu s-a ținut cont de principiul dominanței, iar energia electrică furnizată pe baza căreia s-a stabilit cota de piață a fiecărui furnizor include autoconsumul marilor clienți industriali care dețin și licența de furnizare 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 noiembrie 2019.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
Concurențiali	13	18	8	18
De ultimă instanță	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

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 noiembrie 2019.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componente concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna noiembrie 2019, calculați pentru fiecare tranșă de consum definită de Regulamentul (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului pentru clienții finali noncasnici, respectiv pentru clienții finali casnici:

Indicatori - Noiembrie 2019	Tranșe de consum clienți noncasnici							
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	Total
C1 - % -	29	23	18	13	18	17	21	12
C3 - % -	76	49	39	36	44	34	54	30
HHI	2105	1231	859	735	972	776	1243	609
Consum - GWh -	141	385	300	688	391	208	778	2891
NR. FURNIZORI	63	69	59	56	23	18	15	80
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	4	3	5
nr. furnizori concurențiali	43	48	42	42	13	11	5	55
nr. producători	15	16	12	9	5	3	7	20

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Indicatori - Noiembrie 2019	Tranșe de consum clienți casnici					
	DA	DB	DC	DD	DE	Total
C1 - % -	46	33	31	35	40	36
C3 - % -	90	78	74	77	74	81
HHI	3523	2258	2178	2436	2382	2591
Consum - GWh -	140	124	67	45	16	392
NR. FURNIZORI	36	33	36	37	38	47
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	27	25	27	28	29	35
nr. producători	4	3	4	4	4	7

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

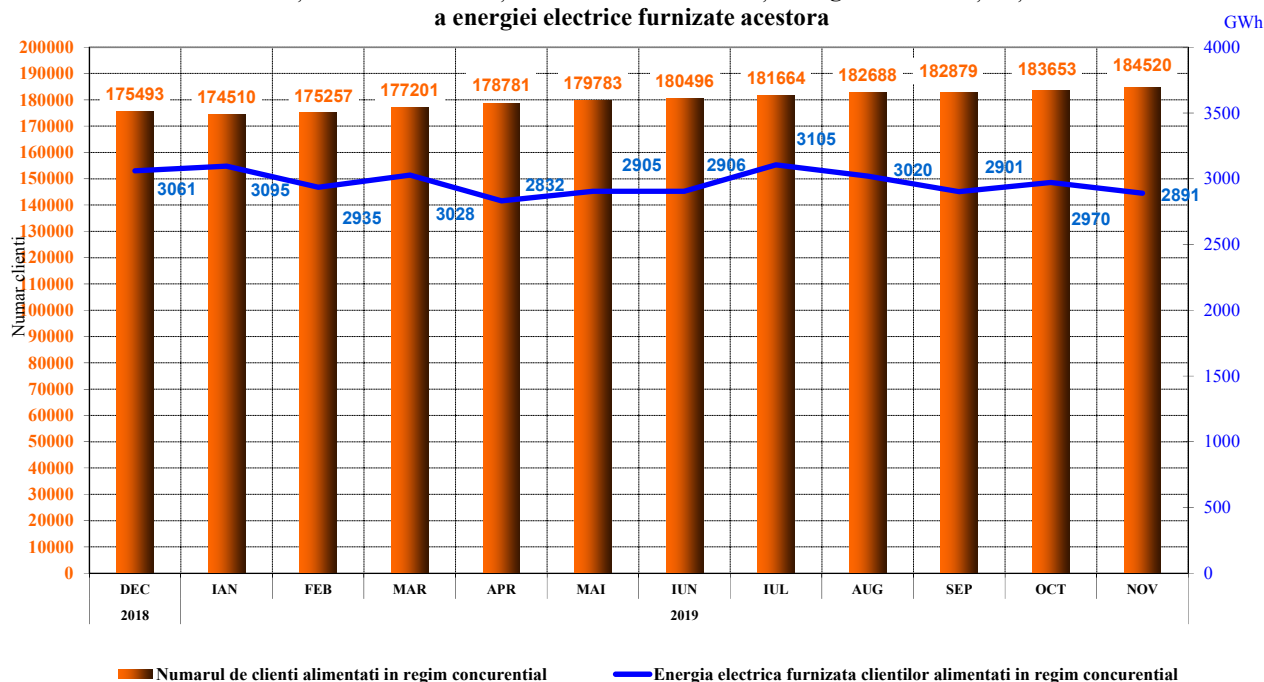
5. Evoluția numărului de clienți și a energiei aferente acestora

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 noiembrie 2019, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului. Tabelul următor detaliază intervalele de consum corespunzătoare fiecărei tranșe de consum în parte:

Tranșe de consum clienți noncasnici	Consum anual cuprins in intervalul (MWh):	
Transa - IA		<20
Transa - IB	>=20	<500
Transa - IC	>=500	<2000
Transa - ID	>=2000	<20000
Transa - IE	>=20000	<70000
Transa - IF	>=70000	<150000
Transa - IG	>=150000	

Tranșe de consum clienți casnici	Consum anual cuprins in intervalul (kWh):	
Transa - DA		<1000
Transa - DB	>=1000	<2500
Transa - DC	>=2500	<5000
Transa - DD	>=5000	<15000
Transa - DE	>=15000	

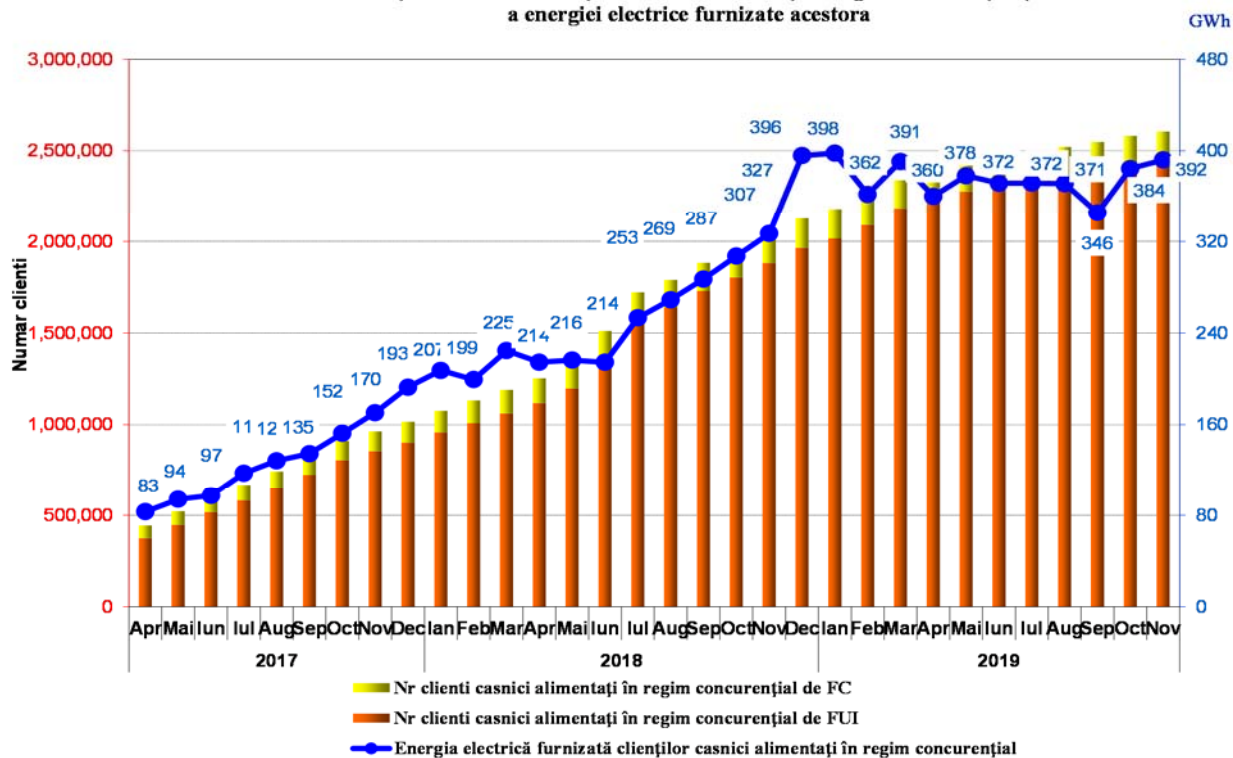
Evoluția numărului clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

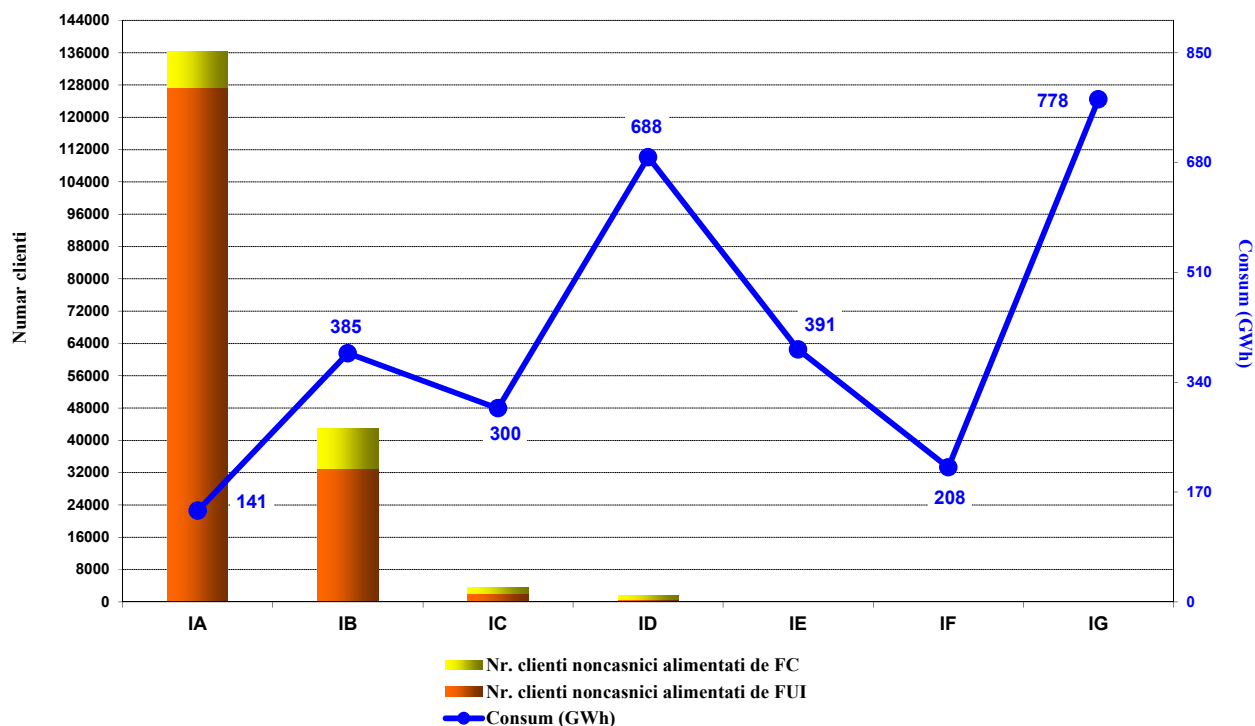
Vânzările de energie electrică în regim concurențial către clienții casnici, în perioada aprilie 2017 – noiembrie 2019, sunt prezentate în graficul următor:

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

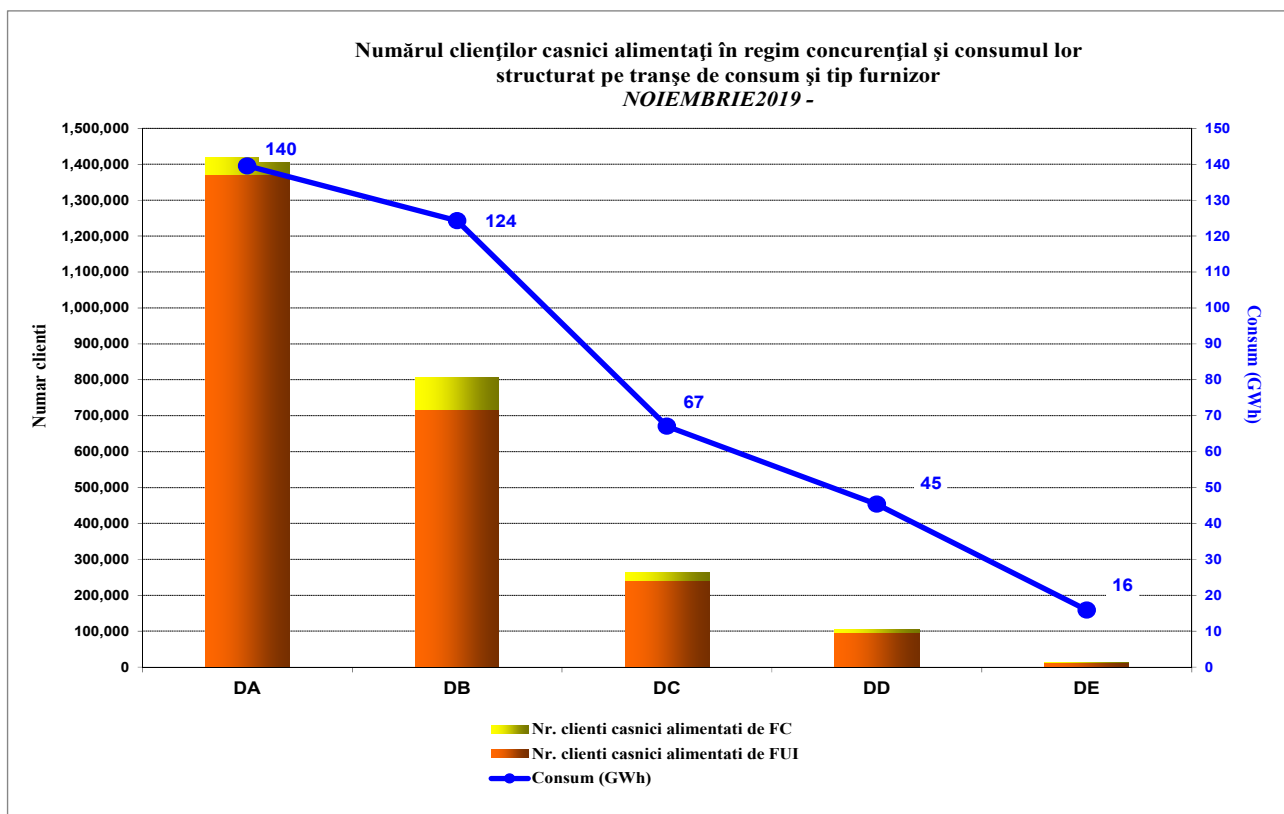


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor - NOIEMBRIE 2019 -



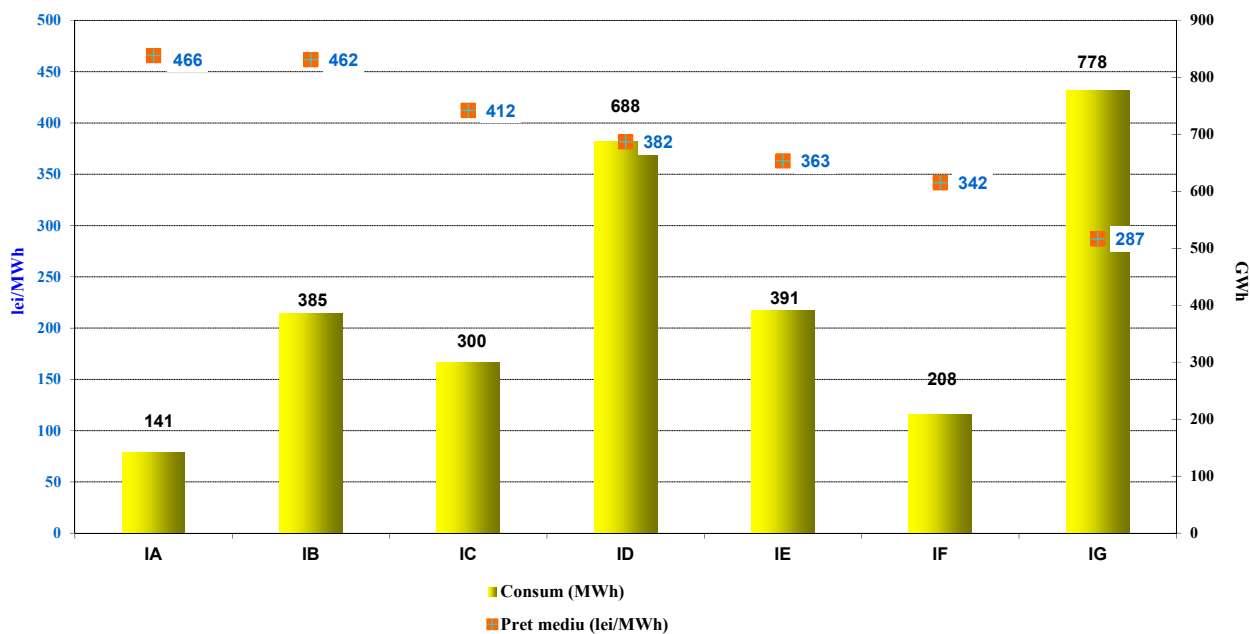
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPEE



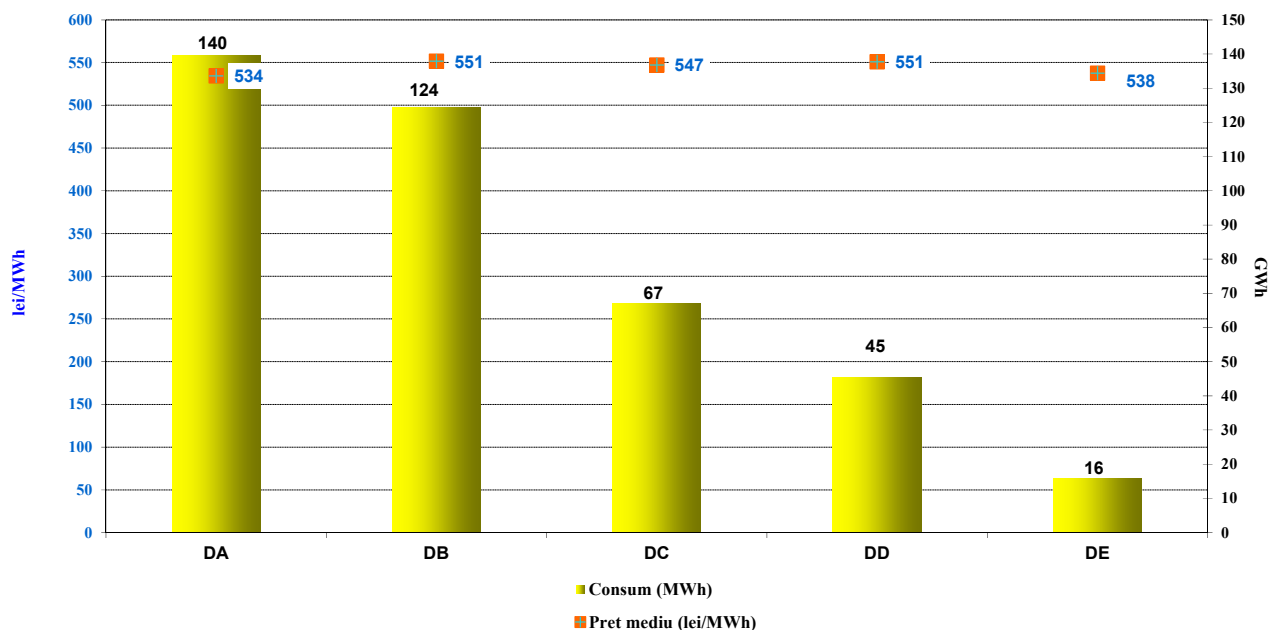
6. Prețuri medii de vânzare la clienții finali alimentați în regim concurențial

Graficele următoare prezintă prețurile medii de vânzare pentru luna noiembrie 2019 ale clienților finali casnici și noncasnici alimentați în regim concurențial, structurați în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului.

**Prețul mediu și consumul de energie electrică structurat pe tranșe de consum pentru clienții noncasnici pe segmentul concurențial al PAM
-NOIEMBRIE 2019-**



Prețul mediu și consumul de energie electrică
structurat pe tranșe de consum pentru clienții casnici pe segmentul concurențial al PAM
-NOIEMBRIE 2019 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPEE

Precizări: Prețul mediu de vânzare corespunzător fiecărei tranșe de consum s-a determinat ca medie ponderată a prețurilor practicate de către furnizori cu cantitățile furnizate de aceștia respectivei tranșe de consum pentru clienții casnici, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016. 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 tranșe de consum s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora.

IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNT EE TRANSELECTRICA S.A.

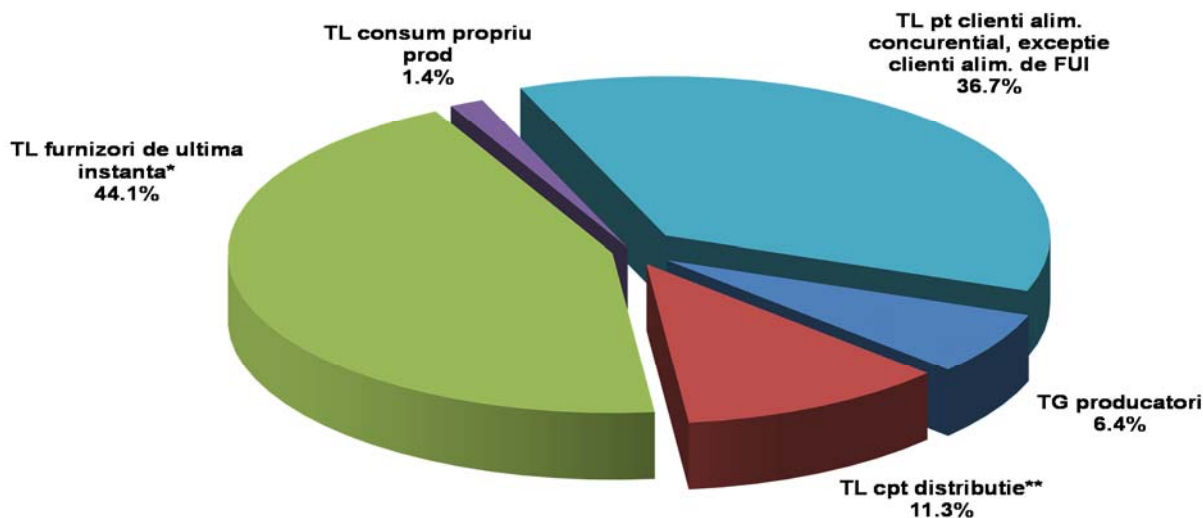
Operatorul de transport și sistem (OTS) prestează serviciul de transport al energiei electrice la tarife reglementate.

Începând cu august 2017, au fost modificate principiile metodologice de tarifare pentru serviciul de transport, eliminându-se tarifele zonale pentru introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, stabilindu-se o valoare unică la nivelul SEN pentru fiecare dintre aceste tarife.

Astfel, componenta de introducere a energiei electrice în rețea acoperă o parte din costurile cu pierderile în rețea și costurile pentru eliminarea congestiilor prin redispecerizare, 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 noiembrie 2019, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice.

**Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport
- Noiembrie 2019 -**



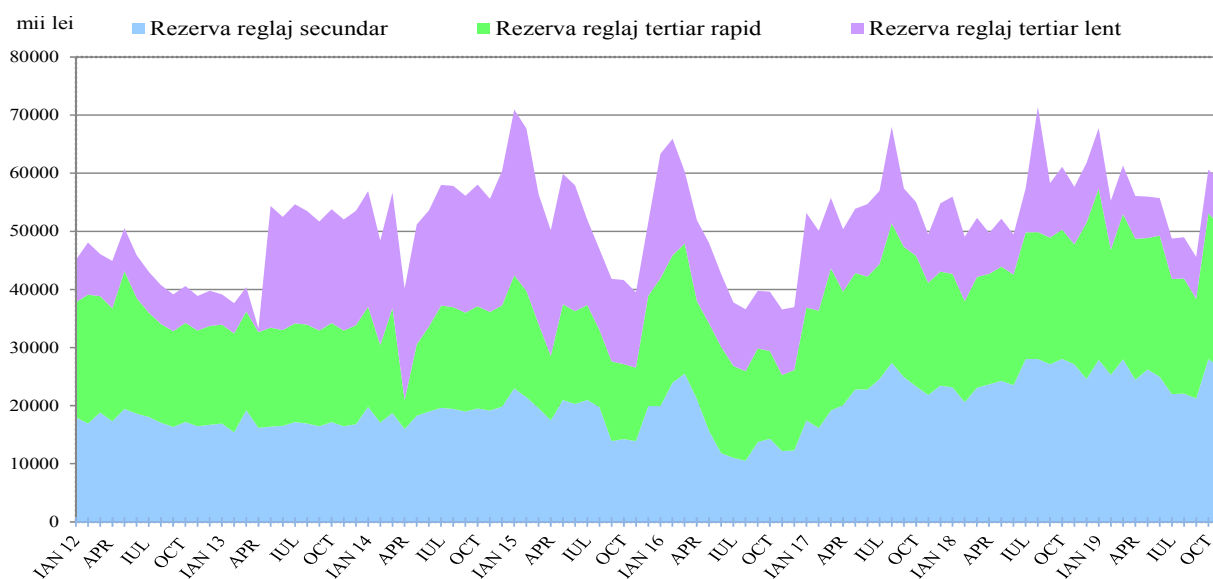
* energia electrica extrasa atat din zona proprie de licenta cat si din alte zone

** include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

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

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 SMPEE

V. EVOLUȚIA REGULILOR PIETEI ÎN LUNA NOIEMBIE 2019

În luna noiembrie 2019, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Ordinul președintelui ANRE nr. 202/11.11.2019 pentru modificarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013 și pentru abrogarea Regulamentului PI aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 73/2013;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 203/14.11.2019 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 169/2018;
- Ordinul președintelui ANRE nr.204/14.11.2019 privind fundamentarea și criteriile de aprobare a planurilor de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 206/14.11.2019 de aprobare a valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, aplicabile în semestrul I al anului 2020;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 210/20.11.2019 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 211/20.11.2019 de aprobare a valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2020;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 212/27.11.2019 privind modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 123/2017 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1900/12.11. 2019 privind stabilirea operatorilor economici care nu și-au îndeplinit cota obligatorie estimată de achiziție de certificate verzi și a celor care nu și-au îndeplinit obligația legală de achiziție de certificate verzi din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi pentru anul 2019, aferente trimestrului III;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1970/20.11.2019 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna octombrie 2019;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1990/27.11.2019 de aprobare pentru modificarea Deciziei președintelui ANRE nr. 1298 din 10.07.2019 privind aprobarea Listei capacităților de producere de energie electrică și termică în cogenerare, cu acreditare finală;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1992/27.11.2019 privind aprobarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN și a prețurilor reglementate pentru energia termică livrată în SACET în perioada noiembrie - decembrie 2019 și în anul 2020 din centralele CET Metrom, CET Noua, CET Nord 1 și CET Nord 2 aparținând S.C. BEPCO S.R.L. Brașov;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1993/27.11.2019 privind aprobarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN și a prețului reglementat pentru energia termică livrată în SACET în perioada noiembrie-decembrie 2019 și în anul 2020 din

centrala de cogenerare CTE Mintia grupul 3 și din CET Paroșeni aparținând S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.;

- Decizia președintelui ANRE nr. 1994/27.11.2019 privind aprobarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN și a prețului reglementat pentru energia termică livrată în SACET în perioada noiembrie-decembrie 2019 și în anul 2020 din CET Craiova II aparținând societății Complexul Energetic Oltenia S.A..

VI. EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI

1. Explicații

- **Consumul intern** este calculat, în cuprinsul prezentului raport, ca sumă dintre *Energia electrică livrată în rețele* (cu semnificația de mai jos) și soldul schimburilor comerciale realizate pe baza contractelor de import și export ale participanților la piața angro;
- **Consumul clienților finali alimentați în regim reglementat, de SU și UI** reprezintă consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la tarife reglementate, preț pentru SU, preț de UI și preț pentru clienții inactivi;
- **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;
- **Consumul propriu al producătorilor** (din 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 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 în rețea), corespunzând energiei electrice livrate din centralele cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele electrice de transport și distribuție.

2. Prescurtări

- SMPEE – 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
- PCE-ESRE-CV – piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi
- 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 introducere a energiei electrice în rețea din tariful de transport
- TL – componenta de extragere a energiei electrice din rețea din tariful de transport
- FUI – Furnizor de ultimă instanță (obligat/opțional)
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciul Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune