



# **RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN LUNA NOIEMBRIE 2022**

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

<b>I. PRINCIPALELE MOMENTE ALE DEZVOLTĂRII PIETEI DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN ROMÂNIA</b> .....	3
<b>II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ</b> .....	5
1. <i>Structura schematică a pieței angro de energie electrică</i> .....	5
2. <i>Participanții la piața angro de energie electrică</i> .....	6
3. <i>Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse</i> .....	8
4. <i>Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică</i> .....	10
5. <i>Structura tranzacțiilor pe piața angro pe categorii de participanți</i> .....	19
6. <i>Indicatori de concentrare pentru piața angro de energie electrică și componentele sale</i> .....	28
7. <i>Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro de energie electrică</i> .....	31
<b>III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ</b> .....	40
1. <i>Structura schematică a pieței cu amănuntul de energie electrică</i> .....	40
2. <i>Gradul de deschidere a pieței de energie electrică</i> .....	40
3. <i>Cote de piață ale furnizorilor de energie electrică</i> .....	41
4. <i>Indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul de energie electrică</i> .....	43
5. <i>Evoluție număr clienți finali alimentați în regim de SU</i> .....	45
6. <i>Evoluție număr clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI</i> .....	46
7. <i>Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică</i> .....	46
8. <i>Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial</i> .....	48
9. <i>Prețuri medii de vânzare la clienții finali</i> .....	50
<b>IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.</b> ..	52
<b>V. EVOLUȚIA REGULILOR PIETEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2022</b> .....	53
<b>VI. EXPLICAȚII ȘI ABREVIERI</b> .....	53
1. <i>Explicații</i> .....	53
2. <i>Prescurtări</i> .....	54

## **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 drept 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 capacitate;
- **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;

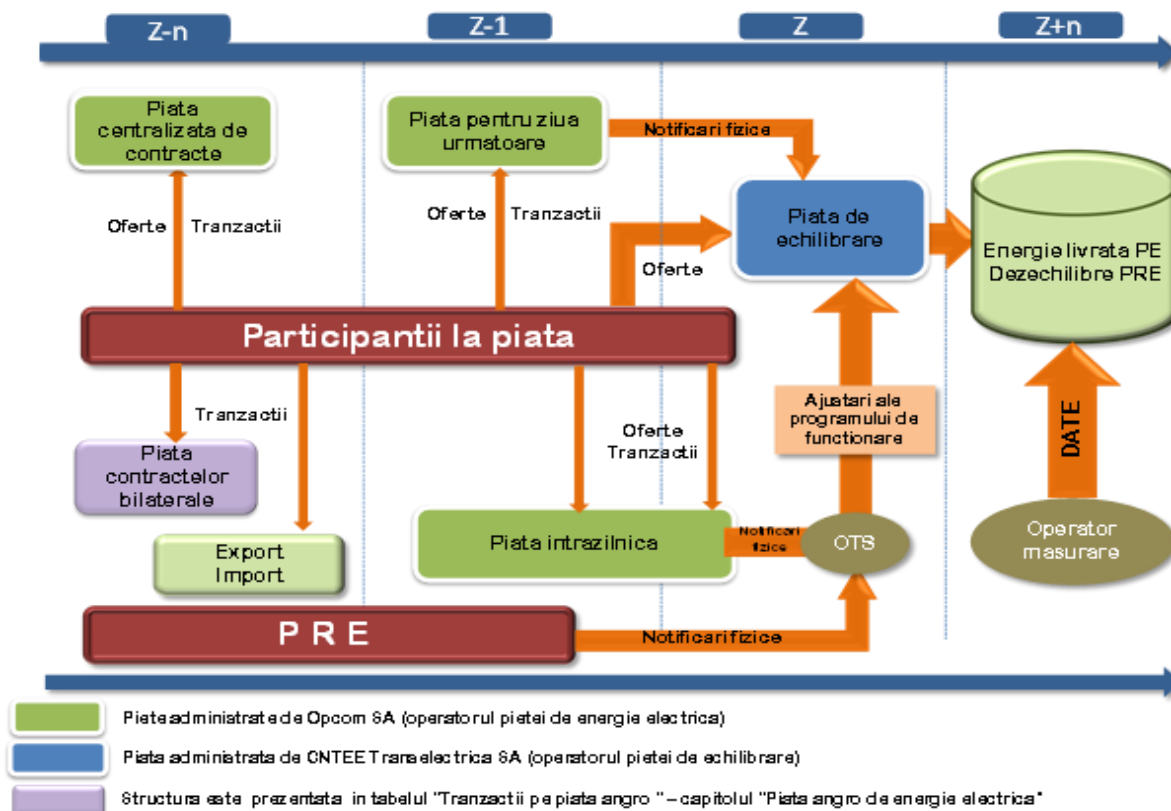
- **decembrie 2012** – introducerea cadrului organizat de contractare a energiei electrice pentru clienții finali mari;
- **iulie 2013** – introducerea cadrului organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică;
- **august 2013** – 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;
- **martie 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;
- **ianuarie 2020** - OUG nr.1/2020 privind unele măsuri fiscal-bugetare și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- **aprilie 2020** - introducerea pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării;
- **iulie 2020** – publicarea Legii nr. 155/2020 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și privind modificarea și completarea altor acte normative;
- **septembrie 2020** - introducerea pieței centralizate pentru atribuirea contractelor pentru perioade lungi de livrare de energie electrică care urmărește asigurarea transparenței

tranzacțiilor prin contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice pentru perioade lungi de livrare și egalitatea de șanse a participanților la piață;

- **ianie 2021** – lansarea proiectului Interim Coupling prin extinderea proiectului de cuplare a piețelor 4M MC, respectiv integrarea piețelor de energie electrică pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România cu cele din Austria, Germania și Polonia, fiind parte integrantă din proiectul pan-european SDAC;
- **octombrie 2021** – finalizarea operațiunilor de cuplare a graniței RO-BG în SDAC, permițând integrarea piețelor pentru ziua următoare din Grecia și Bulgaria în SDAC;
- **decembrie 2021** – publicarea OUG nr. 143/2021 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, precum și pentru modificarea unor acte normative;
- **martie 2022** – licențierea Bursei Române de Mărfuri (BRM SA) ca operator al pieței de energie electrică din România;
- **aprilie 2022** – aprobarea noului Regulament privind cadrul organizat de contractare a energiei electrice de către clienții finali mari (PMC);
- **ianie 2022** – aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței contractelor la termen de energie electrică organizată de Societatea Bursa Română de Mărfuri SA (PCT);
- **septembrie 2022** – publicarea OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei;
- **noiembrie 2022** – publicarea OUG nr. 153/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei și modificarea OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022.

## II. PIAȚA ANGRO DE ENERGIE ELECTRICĂ

### 1. Structura schematică a pieței angro de energie electrică



## 2. Participanții la piața angro de energie electrică

Participanții la piața angro în luna noiembrie 2022 sunt prezentați pe categorii, în tabelele următoare:

<b>A</b>	<b>Producători de energie electrică din surse clasice care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>	<b>B</b>	<b>Producători de energie electrică din surse regenerabile (SRE) care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>
1	AOT Energy SRL	44	Kelavent Echo SRL
2	Bepco SRL	45	Kentax Energy SRL
3	CET Arad SA	46	Land Power SRL
4	CET Govora SA	47	Lemar Grup SRL
5	CE Hunedoara SA	48	LJG Green Source Energy Alpha SA
6	CE Oltenia SA <sup>1</sup>	49	LJG Green Source Energy Beta SRL
7	Contour Global Solutions SRL	50	LJG Green Source Energy Gamma SRL
8	Electrocentrale București SA	51	Mar-Tin Solar Energy SRL
9	Electro Energy Sud SRL	52	Mireasa Energies SRL
10	Enet Focsani SA	53	NRX Wind SRL
11	Modern Calor SA	54	Ovidiu Development SRL
12	Municipiul Iași SA	55	Power L.I.V.E. One SRL
13	OMV Petrom SA	56	Renovatio Trading SRL
14	Petrotel-Lukoil SA <sup>1</sup>	57	Romkumulo SRL
15	Rulmenti SA	58	Skybase Energy SRL
16	Societatea Electrocentrale Craiova	59	Societatea de Administrare a Participațiilor în Energie SA
17	SNGN Romgaz SA	60	Solar Electric Frasinet SRL
18	Termoficare Oradea SA	61	Solar Future Energy SRL
19	Vest Energo SA	62	Solaria Green Energy SRL
<b>B</b>	<b>Producători de energie electrică din surse regenerabile (SRE) care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>	63	Solprim SRL
1	Alizeu Eolian SA	64	Spectrum Tech SRL
2	Arinna Development SA	65	Sun Energy Complet SA
3	Bioenergy Suceava SRL	66	Tinnar Green Energy SRL
4	Blue Line Energy SRL	67	Tis Energy SRL
5	Blue Sand Investment SRL	68	Tomis Team SRL
6	Braila Winds SRL	69	Varokub Energy Development SRL
7	Caracal Solar Alpha SRL	70	Vatech Consulting S'TL
8	Casa Crang SRL	71	Verbund Wind Power Romania SRL
9	Catalan Electric SRL	72	Veroniki Wind SRL
10	Clue Solar SRL	73	VIR Company International SRL
11	Corabia Solar SRL	74	VIS Solaris 2011 SRL
12	Corni Eolian SRL	75	Vrish Pro Investments SRL
13	Crucea Wind Farm SRL	76	Warehouses de Paw Romania
14	Delta & Zeta Energy SRL	77	Wind Park Invest SRL
15	East Wind Farm SRL	78	Windfarm MV I SRL
16	Eco Power Wind SRL	79	Xalandine Energy SRL
17	Ecoenergia SRL	80	XPV SRL
18	Ecosfer Energy SRL	<b>C</b>	<b>Producător de energie electrică din sursa hidro care exploatează unități de producere dispecerizabile</b>
19	EDPR Romania SRL	1	Hidroelectrică SA
20	Electica Energie Verde 1 SRL	<b>D</b>	<b>Producător de energie electrică din sursa nucleară</b>
21	Electrica Serv SRL	1	SN Nuclearelectrică SA
22	Electricom SA	<b>E</b>	<b>Operator de transport și de sistem</b>
23	Elektra Green Power SRL	1	CNTEE TRANSELECTRICA SA
24	Elektra Wind Power SRL	<b>F</b>	<b>Operatorul pietei de energie electrică</b>
25	Enel Green Power Romania SRL	1	OPCOM SA
26	Energia Verde Ventuno SRL	<b>G</b>	<b>Operatori de distribuție concesionari</b>
27	Energy Tech Entera SRL	1	Delgaz Grid
28	Enex SRL	2	Distribuție Energie Electrică România
29	Eol Energy SRL	3	Distribuție Energie Oltenia
30	Eolica Dobrogea One SRL	4	E-Distribuție Banat
31	EP Wind Project (ROM) SIX SA	5	E-Distribuție Dobrogea
32	Eviva Nalbant SRL	6	E-Distribuție Muntenia
33	Ewind SRL	<b>H</b>	<b>Furnizori de ultimă instanță</b>
34	Eye Mall SRL	1	CEZ Vanzare SA
35	Fort Green Energy SRL	2	E.ON Energie Romania SA
36	Gama & Delta Energy SRL	3	Electrica Furnizare SA
37	General Concrete Cemavoda SRL	4	Enel Energie SA
38	GPSB Solaris 48 SRL	5	Enel Energie Muntenia SA
39	Green Vision Seven	<b>I</b>	<b>Entitate agregată/Aggregator</b>
40	Greenlight Solution SRL	1	Alive Capital SA
41	Ground Investment Corp SRL	2	Kompact Grid SRL- Aggregator
42	Holrom Renewable Energy SRL	3	Monsson Trading SRL
43	Kelavent Charlie SRL		

<b>J</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate exclusivă pe piața angro<sup>2</sup></b>	<b>K</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul</b>
1	CEZ as	13	Electricare CFR SRL
2	Conarg Real Estate SRL	14	Electrocarbon SA
3	Elcata MHC SRL	15	Electromagnetica SA
4	Enel Trade Energy SRL	16	Electrotulaj SA
5	Energi Danmark A/S	17	Elsid SA
6	Energocom SA	18	Energy Core Development SRL
7	Energy Deta SRL	19	Energy Distribution Services SRL
8	Energy Gate SRL	20	Energy Grid SRL
9	Eolian Project SRL	21	Energy Trade Activ SRL
10	Ezpada AG	22	Engie România SA
11	Freepoint Commodities Europe Ltd	23	Entrex Services SRL
12	GEN I trgovanje in prodaja elektricne energije doo	24	Getica 95 Com SRL
13	General Energetic SA	25	Grenerg SRL
14	Lord Energy SRL	26	Hermes Energy International SRL
15	Mira Green Planet SRL	27	ICCO Energy SRL
16	MVM Partner Zrt	28	ICPE Electrocond Technologies SA
17	Neptun SA	29	Industrial Energy SA
18	Nis Petrol SRL	30	Liberty Galați SA
19	Premier Energy SRL	31	Luxten LC SA
20	Trade Motion SRL	32	Mazarine Energy Romania SRL
21	Transformer Energy Supply SRL	33	MET Romania Energy SA
22	Stock Energy SRL	34	MVM Future Technology SRL
<b>K</b>	<b>Furnizori de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul</b>	35	Next Energy Parteners SRL
1	A6 Impex SA	36	Nova Power&Gas SRL
2	Alegfurnizorul Consulting SRL	37	Photovoltaic Green Project SRL
3	Alro SA	38	Plenerg SRL
4	Anchor Grup SA	39	QMB Energy SRL
5	Axpo Energy Romania SRL	40	RCS&RDS SA
6	Cooperativadeenergie Furnizare SRL	41	RES Energy Solutions SA
7	Cotroceni Park SA	42	Restart Energy One SRL
8	Crest Energy SRL	43	Romelectro SA
9	Dacia Energy Solutions SRL	44	Tinmar Energy SA
10	EFT Furnizare SRL	45	Transenergo Com SA
11	Egger Romania SRL	46	Transenergo Microhidro SRL
12	Electric Planners SRL	47	Uzinsider General Contractor SA
		48	Veolia Energie România SA
		49	Werk Energy SRL

<sup>1</sup>exploatează și surse regenerabile de producere a energiei electrice;

<sup>2</sup>sunt incluși și titularii unei licențe pentru activitatea traderului de energie electrică și persoanele juridice străine cu sediul social într-un alt stat membru al UE care au obținut de la ANRE confirmarea dreptului de participare la piețele de energie electrică din România.

Participanții la piața de energie electrică raportează către ANRE date tehnice și date de tranzacționare (după caz) conform prevederilor din *Metodologia de monitorizare a pieței angro de energie electrică*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2018, și din *Metodologia de monitorizare a pieței cu amănuntul*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2019.

Tabelul nu include părțile responsabile cu echilibrarea. Lista acestora, actualizată la zi, se află pe site-ul operatorului pieței de echilibrare, CNTEE Transelectrica SA, [www.transelectrica.ro](http://www.transelectrica.ro).

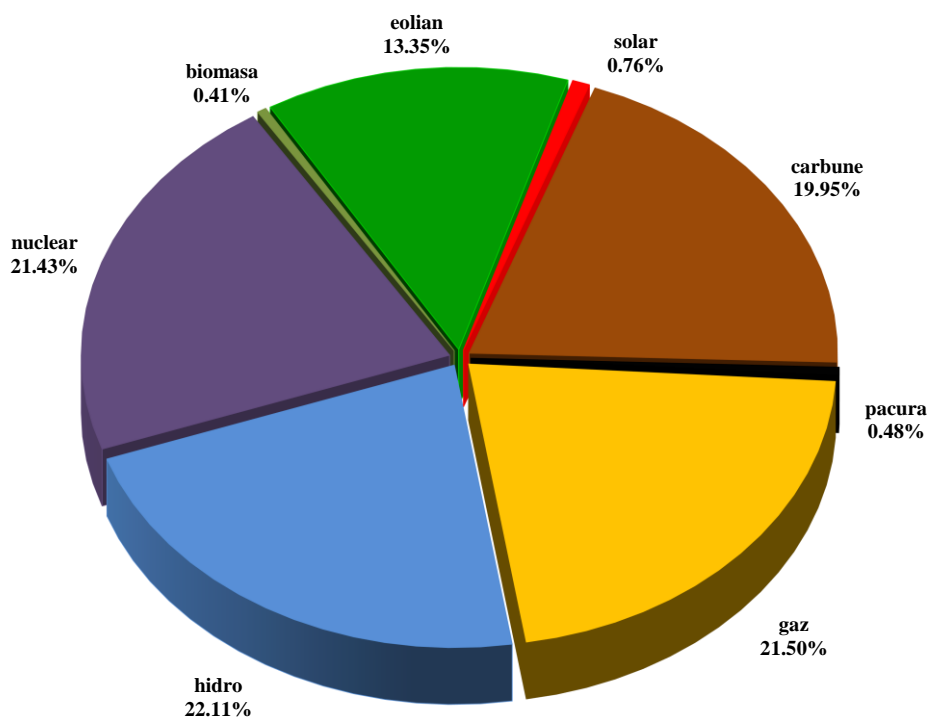
Titularii licențelor pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice și, după caz, a energiei termice produse în cogenerare monitorizați în baza Ordinelor președintelui ANRE nr. 67/2018 și 167/2019, sunt producătorii deținători de unități dispecerizabile, care la 31 august 2020 îndeplineau condițiile stabilite de CNTEE Transelectrica SA pentru participarea la Piața de Echilibrare, clasificați pe următoarele paliere 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.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile*, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020, cu modificările și completările ulterioare, CNTEE Transelectrica SA elaborează proceduri corespunzătoare pentru stabilirea condițiilor de calificare pentru dispecerizare.

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

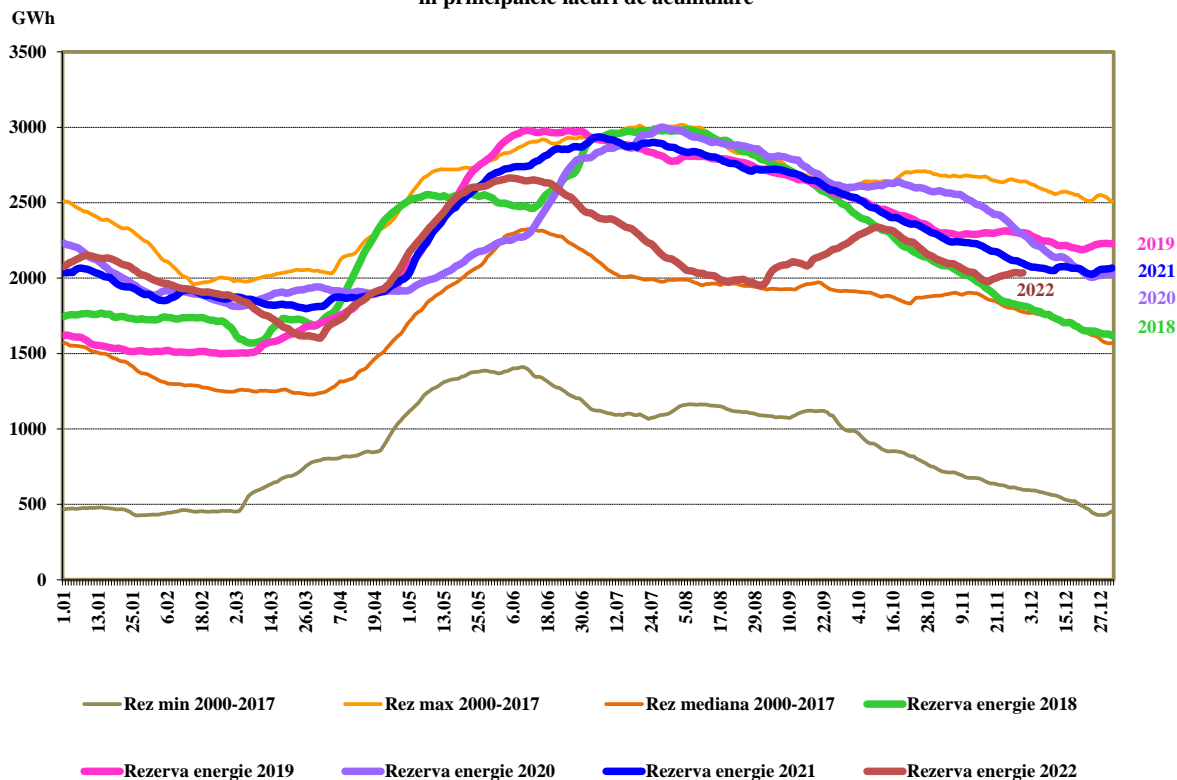
**Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producători cu unitati dispecerizabile  
-Noiembrie 2022-**



*Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE*

Producția de energie electrică în centrale hidroelectrice 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 2022, comparativ cu valorile zilnice din ultimii 4 ani și cu minima, maxima și mediana realizate pentru fiecare zi din perioada 2000 - 2017, sunt prezentate în graficul următor:

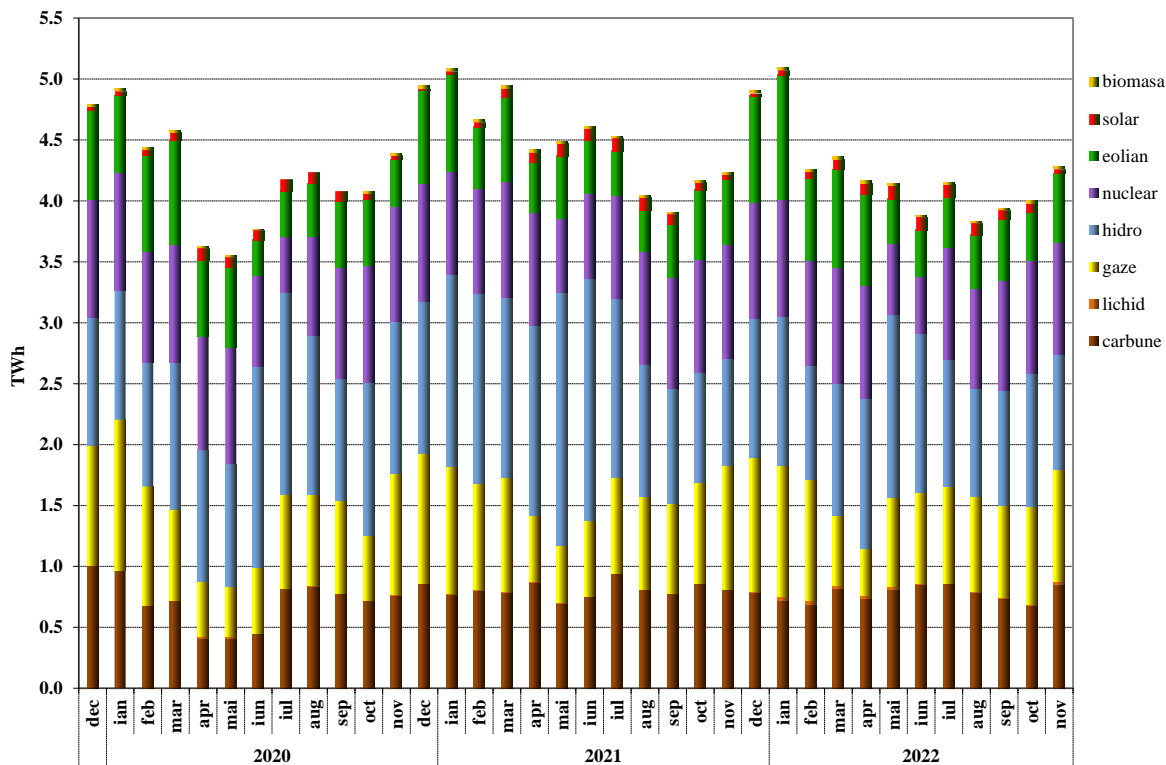
Evoluția comparativă pe durata unui an a rezervei zilnice de energie în principalele lacuri de acumulare



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

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

Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producătorii cu unități dispencerizabile



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

*Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2022*

În tabelul următor sunt prezentate principalele date de bilanț fizic al energiei electrice corespunzătoare lunii noiembrie 2022 comparativ cu perioada similară din anul anterior:

Nr. crt.	INDICATOR	UM	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022	%	Ian-Nov 2021	Ian-Nov 2022	%
0	1	2	3	4	5=4/3*100	6	7	8=7/6*100
1	Energia electrică produsă	TWh	4,48	4,53	101,12	51,88	48,74	93,95
2	Energia electrică livrată	TWh	4,24	4,28	100,94	49,11	46,11	93,89
3	Import	TWh	0,74	0,56	75,68	6,98	4,09	58,60
4	Export	TWh	0,22	0,53	240,91	5,03	5,42	107,75
5	Consum Intern (2+3-4)	TWh	4,76	4,25	89,29	51,07	47,46	92,93
6	Consumul clienților casnici:	TWh	1,17	1,07	91,45	12,95	12,20	94,21
6.1	- în regim de SU și UI	TWh	0,42	0,33	78,57	5,62	3,83	68,15
6.2	- în regim concurențial	TWh	0,75	0,74	98,67	7,33	8,37	114,19
7	Consumul clienților noncasnici:	TWh	3,05	2,66	87,21	33,63*	31,09	92,45
7.1	- în regim de SU și UI	TWh	0,06	0,28	466,67	0,75	1,49	198,67
7.2	- în regim concurențial	TWh	2,99	2,38	79,60	32,88*	29,59	89,99
8	Energia electrică livrată în rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,14	4,19	101,21	47,98*	44,99	93,77
9	Energia electrică extrasă din rețea cfm. contractului de transport	TWh	4,71	4,20	89,17	51,31	47,78	93,12
10	CPT realizat transport	TWh	0,09	0,09	100,00	0,97	0,86	88,66
11	Energie termică produsă pentru livrare	Tcal	975,95	806,09	82,60	8625,60	7661,57	88,82
12	Energie termică produsă în cogenerare	Tcal	708,56	559,25	78,93	6228,16	5402,84	86,75

**Notă:**

1. Energia electrică produsă și energia electrică livrată sunt rezultate în urma prelucrării raportărilor producătorilor de energie electrică monitorizați;
2. Cantitățile de energie electrică importată/exportată nu includ tranzitele sau 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 în rețea 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 reprezintă energia electrică pentru care se facturează tariful de extragere din rețea (conform Ordinului ANRE nr.214/2020 cu modificările și completările ulterioare); pentru cantitățile de energie electrică importată/exportată pe bază de contracte nu se aplică tarif de transport;
4. Datele aferente consumului clienților noncasnici din lunile anului 2021 cuprind la categoria “ în regim de SU și UI” și consumul aferent clienților inactivi;
5. Datele aferente consumului clienților noncasnici din luna ianuarie 2022 la categoria “ în regim de SU și UI” conțin și energia electrică furnizată în regim de SU.
6. Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

#### **4. Structura tranzacțiilor pe piața angro de energie electrică**

Dimensiunea pieței este determinată de totalitatea tranzacțiilor cu produse energetice angro realizate de participanți, în care sunt incluse și revânzările realizate în scopul ajustării poziției contractuale sau obținerii de beneficii financiare, depășind în acest fel cantitatea de energie electrică transmisă fizic de la producere la consum.

În urma modificărilor aduse *Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale (Legea)* prin *Ordonanța de urgență nr. 143/2021 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, precum și pentru modificarea unor acte normative*, în special cele aduse art. 23 alin.(2) din Lege, participanții la piața angro de energie electrică pot încheia tranzacții pe piețe organizate, tranzacții bilaterale negociat direct și tranzacții pentru importul și exportul energiei electrice.

În prezent, tranzacțiile încheiate între participanții la piața angro de energie electrică rezultă, în principal, în urma participării la una din piețele organizate și administrate de OPCOM SA, deținător al licenței ANRE pentru operarea pieței de energie electrică.

Piețele organizate aflate în administrarea OPCOM SA sunt piețele centralizate la termen - piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare a contractelor prin negociere continuă (PCCB-NC), cadrul organizat de tranzacționare pe piața centralizată cu negociere dublă continuă (PC-OTC), modalitatea de încheiere a contractelor de procesare a combustibilului (PCCB-PC), piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC), piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU), piața centralizată pentru energie electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi (PCE-ESRE-CV) și piața centralizată destinată atribuirii contractelor de energie electrică pentru perioade lungi de livrare (PCTL). De asemenea, OPCOM SA organizează și administrează piața cuplată pentru ziua următoare (PZU) și piața cuplată intrazilnică (PI).

Din 30.03.2022, ANRE a acordat societății Bursa Română de Mărfuri SA (BRM SA) licență pentru activitatea operatorului pieței de energi electrică, BRM SA aceasta având în curs de organizare piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC) și piața contractelor la termen de energie electrică BRM.

Pe lângă tranzacțiile încheiate pe piețele centralizate, administrate de cei doi operatori de piață, în prezent se derulează tranzacții pe bază de contracte bilaterale negociate direct și contracte de export respectiv de import de energie electrică. Totodată, potrivit prevederilor art. VII din OUG nr. 119/2022, începând cu 1 septembrie 2022, producătorii de energie electrică au obligația să vândă energia electrică disponibilă cu livrare până la 31 decembrie 2022 prin contracte bilaterale negociate direct doar furnizorilor de energie electrică care au clienți finali în portofoliu pentru energia electrică destinată exclusiv consumului acelor clienți, distribuitorilor de energie electrică, operatorului de transport și sistem CNTEE Transelectrica S.A., precum și companiilor beneficiare ale schemei de ajutor de stat instituit conform prevederilor OUG nr. 81/2019.

Toate tranzacțiile cu energie electrică derulate pe piața angro de energie electrică se raportează la ANRE de către participanții la piață (vânzători sau cumpărători) în conformitate cu prevederile *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2018.

În tabelul următor sunt prezentate volumele de energie electrică tranzacționate la vânzare și prețurile medii realizate pe componentele pieței angro și pe tipuri de contracte în luna analizată, comparativ cu luna anterioară și cu cea similară din anul anterior. Raportarea cantităților de energie electrică tranzacționate la consumul intern este de natură să ofere o referință pentru aprecierea dimensiunilor acestora.

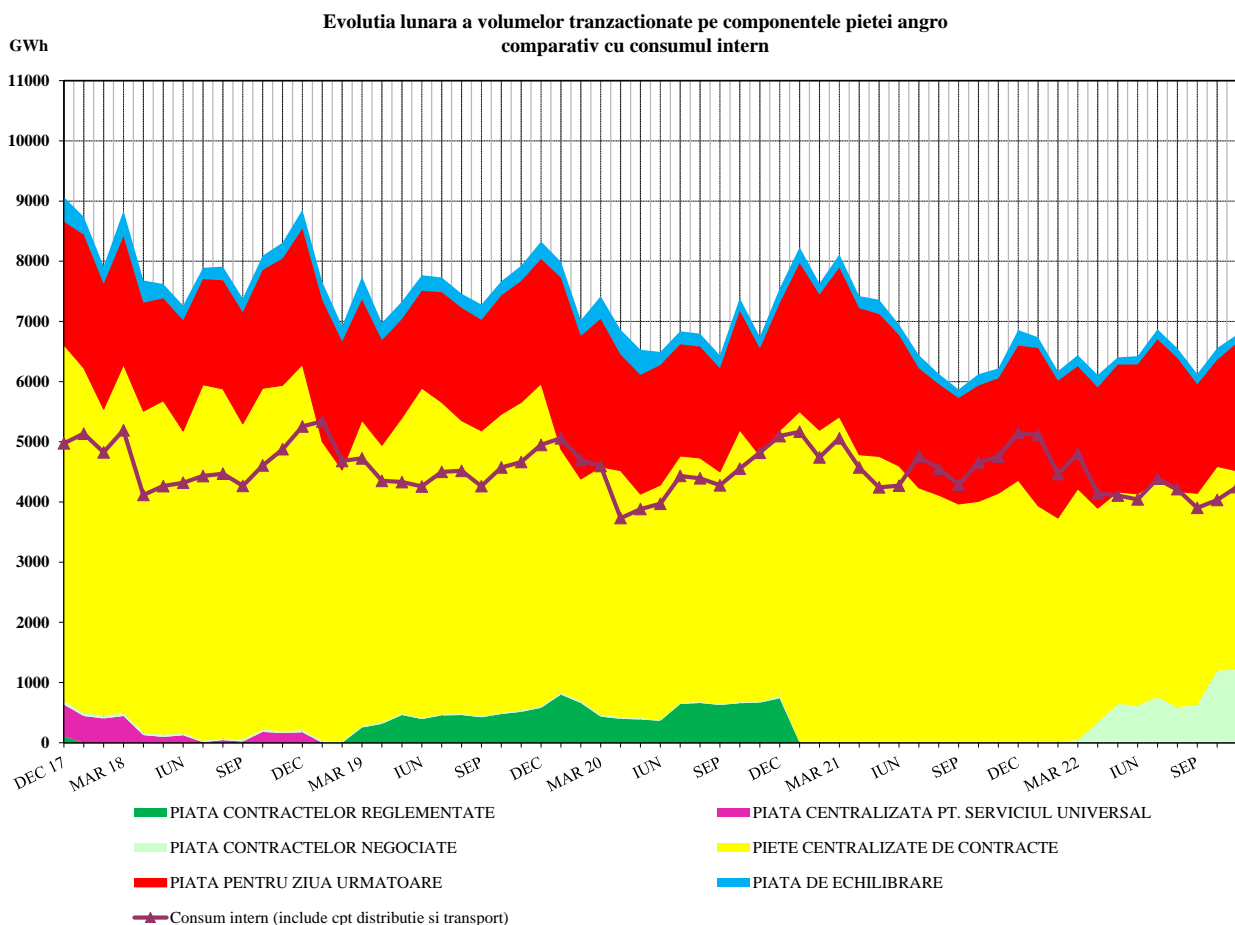
Datele prezentate corespund piețelor pe care au fost raportate tranzacții în cel puțin una din lunile analizate. Pentru comparabilitate, datele sunt raportate în ore RO. Prețurile prezentate includ componenta TG, fiind comparabile în cadrul lunii și permițând comparația cu luna anterioară.

TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO	Octombrie 2022	Noiembrie 2022	Noiembrie 2021
<b>1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1209</b>	<b>1236</b>	<b>74</b>
preț mediu (lei/MWh)	881,56	1087,93	735,01
% din consumul intern	30,0	29,1	1,6
<b>1.1. Vânzare pe contracte negociate</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1194</b>	<b>1220</b>	<b>3</b>
preț mediu (lei/MWh)	886,92	1096,35	262,30
% din consumul intern	30,0	28,7	0,1

<b>TRANZACȚII PE PIAȚA ANGRO</b>	<b>Octombrie 2022</b>	<b>Noiembrie 2022</b>	<b>Noiembrie 2021</b>
<b>1.2. Vânzare pe contracte negociate în interiorul EA (entități agregate/agregatori)</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>70</b>
preț mediu (lei/MWh)	456,85	445,07	758,15
% din consumul intern	0,4	0,4	1,5
<b>1.3. Vânzare pe contracte negociate pe termen lung cfm Ordin ANRE nr. 65</b>			
volum tranzacționat (GWh)			<b>0,7</b>
preț mediu (lei/MWh)	-	-	239,0
% din consumul intern			0,02
<b>2. EXPORT</b>			
volum (GWh)	<b>358</b>	<b>559</b>	<b>222</b>
preț mediu (lei/MWh)	767,03	976,63	895,67
% din consumul intern	8,6	13,2	4,7
<b>3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>3397</b>	<b>3297</b>	<b>4142</b>
preț mediu (lei/MWh)	627,42	612,10	361,16
% din consumul intern	84,2	77,6	87,1
<b>3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>122</b>	<b>119</b>	<b>292</b>
preț mediu (lei/MWh)	266,28	271,12	268,43
% din consumul intern	3,0	2,8	6,1
<b>3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1559</b>	<b>1560</b>	<b>1346</b>
preț mediu (lei/MWh)	552,43	565,22	296,99
% din consumul intern	38,7	36,7	28,3
<b>3.3. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>187</b>	<b>181</b>	<b>540</b>
preț mediu (lei/MWh)	557,64	558,22	345,76
% din consumul intern	4,6	4,3	11,4
<b>3.4. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1504</b>	<b>1415</b>	<b>1896</b>
preț mediu (lei/MWh)	742,12	700,33	427,87
% din consumul intern	37,3	33,3	39,9
<b>3.5. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>67</b>
preț mediu (lei/MWh)	685,53	568,89	291,66
% din consumul intern	0,6	0,5	1,4
<b>5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>1772</b>	<b>2125</b>	<b>1910</b>
preț mediu (lei/MWh)	1057,26	1124,66	1087,29
% din consumul intern	43,9	50,0	40,2
<b>5. PIAȚA INTRAZILNICĂ</b>			
volum tranzacționat (GWh)	<b>95</b>	<b>73</b>	<b>99</b>
preț mediu (lei/MWh)	1136,22	1176,77	1094,36
% din consumul intern	2,4	1,7	2,1
<b>6. PIAȚA DE ECHILIBRARE</b>			
volum tranzacționat (GWh)	192	138	<b>163</b>
% din consumul intern	4,8	3,2	3,4
volum tranzacționat la creștere (GWh)	<b>27</b>	<b>50</b>	<b>97</b>
preț mediu de deficit (lei/MWh)	325,40	812,28	1127,27*
volum tranzacționat la scădere (GWh)	<b>165</b>	<b>88</b>	<b>66</b>
preț mediu de excedent (lei/MWh)	213,47	492,80	891,80*
<b>CONSUM INTERN (GWh)</b> <i>(include cpt distribuție și transport)</i>	<b>4033</b>	<b>4247</b>	<b>4755</b>

1. Volumele tranzacționate pe baza contractelor de vânzare-cumpărare încheiate cu partenerii contractuali pe componentele pieței angro se referă la cantitățile livrate lunar pe contractele aflate în derulare în luna de raportare;
  2. Pentru tranzațiile cu energie electrică derulate pe piața contractelor bilaterale, export (cantitățile prin contracte) și piețele centralizate de contracte bilaterale, prețurile medii realizate sunt prețuri medii lunare ponderate cu cantitățile livrate lunar în baza contractelor aflate în derulare în luna de raportare;
  3. Tranzații bilaterale negociate direct derulate pe contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice încheiate în conformitate cu art. 23 alin (2) din Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare; volumele agregate și prețurile medii rezultă din declarațiile pe propria răspundere ale operatorilor economici implicați;
  4. 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 SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat și PI cuplat; volumele de export se verifică cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri putând exista mici diferențe;
  5. Informațiile lunare sunt cele raportate de operatorii economici monitorizați, aferente energiei electrice livrate în luna de raportare și se referă atât la tranzațiile încheiate anterior pe PCCB respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 6/2011 cu modificările și completările ulterioare) cât și la cele încheiate pe PCCB-LE și respectiv PCCB-NC (conform Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2014 cu modificările și completările ulterioare); din luna mai 2020 PCCB-LE a fost înlocuită de Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică - modalitatea de tranzacționare a contractelor prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării - PCCB-LE-flex (conform Ordinului președintelui ANRE 64/2020); datele de tranzacționare specifice PCCB-LE și PCCB-LE-flex sunt evidențiate separat începând cu luna mai 2020, de când PCCB-LE-flex a devenit funcțională;
  6. Prețul mediu lunar pe PZU este calculat ca medie ponderată a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare din luna respectivă (ore RO); Opcom SA publică prețul mediu ponderat lunar pe PZU calculat ca medie a prețurilor orare de închidere a pieței cu volumele orare din luna respectivă, care în luna noiembrie 2022 este 1.125,35 lei/MWh (ore CET); prețul mediu pe PZU (medie aritmetică a prețurilor orare de închidere a pieței) publicat de Opcom SA pentru luna noiembrie 2022 este 1.093,09 lei/MWh (ore CET);
  7. Prețul mediu lunar pe PI este calculat ca medie a prețurilor de închidere a pieței cu volumele tranșionate în intervalele de decontare (ore RO) dintr-o lună; prețul mediu ponderat lunar pe PI publicat de Opcom SA pentru luna noiembrie 2022 este 1.177,01 lei/MWh (ore CET);
  8. Prețul mediu de deficit, respectiv de excedent este media aritmetică a prețurilor de decontare a pieței de echilibrare cu precizarea faptului că pentru intervalele cu preț unic de decontare valoarea acestuia a fost alocată atât ca deficit cât și ca excedent;
- \*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

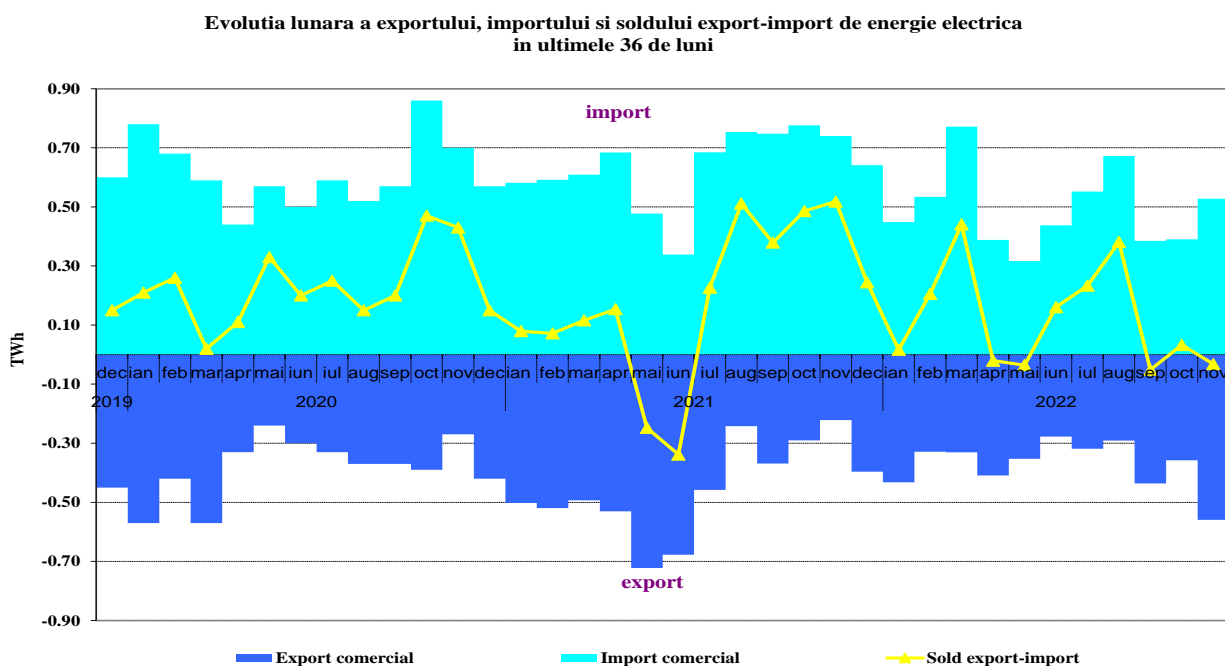
Evoluția relației între volumele tranzacționate pe fiecare din componentele pieței angro și consumul intern, în perioada decembrie 2017 – noiembrie 2022, este prezentată în graficul următor:



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

Notă: Volumele tranzacționate pe piața contractelor bilaterale negociate corespund tranzațiilor bilaterale negociate direct încheiate în conformitate cu art. 23 alin.(2) din Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare

În graficul următor se prezintă valorile lunare ale exportului și importului comercial, precum și ale soldului export-import pe o perioadă de 36 de luni:

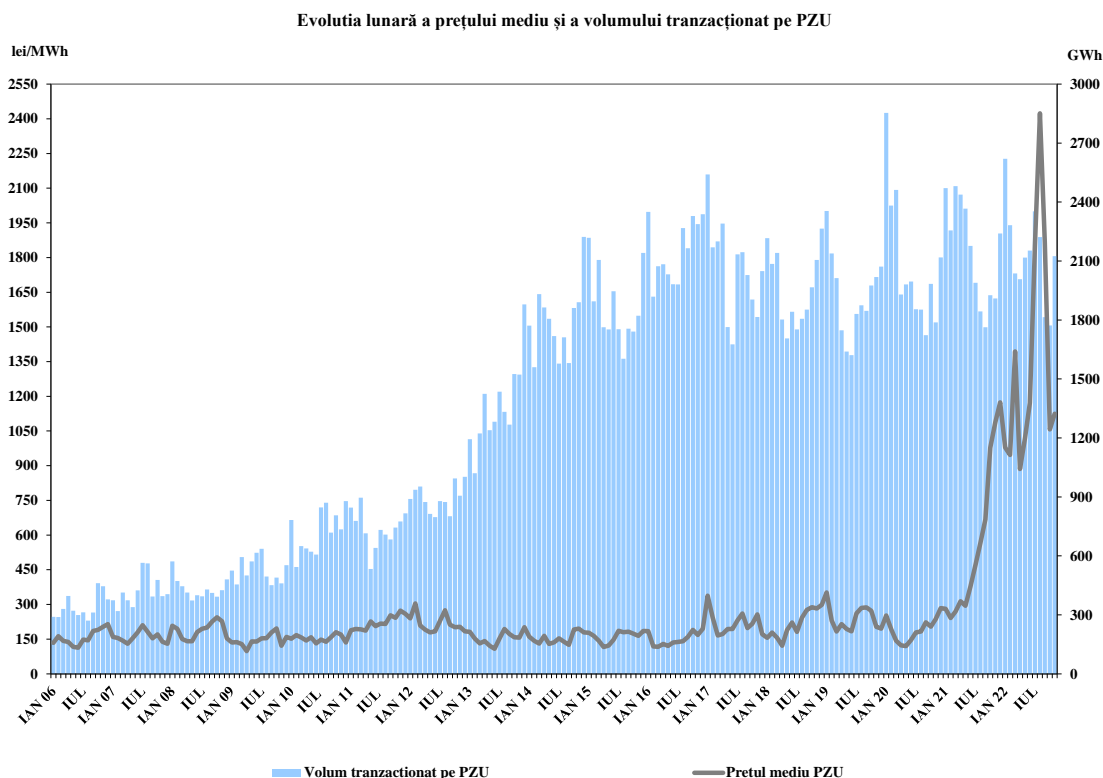


Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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 pieței pentru ziua următoare și a pieței 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 și Bulgaria.

TRANZACȚII IMPORT/EXPORT	Octombrie 2022	Noiembrie 2022	Noiembrie 2021
<b>EXPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	358	559	222
preț mediu (lei/MWh)	767,03	976,63	895,67
% din consumul intern	8,9	13,2	4,7
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	128	131	30
preț mediu (lei/MWh)	673,19	800,33	616,70
% din consumul intern	3,2	3,1	0,6
<b>din care, prin PI cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	53	32	42
preț mediu (lei/MWh)	1003,90	1078,06	1069,96
% din consumul intern	1,3	0,7	0,9
<b>IMPORT</b>			
volum tranzacționat (GWh)	390	527	740
preț mediu (lei/MWh)	1606,58	1463,25	1126,21
% din consumul intern	9,4	12,1	15,6
<b>din care, prin PZU cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	243	393	483
preț mediu (lei/MWh)	1405,94	1254,10	1202,57
% din consumul intern	6,0	9,2	10,2
<b>din care, prin PI cuplat</b>			
volum tranzacționat (GWh)	36	38	49
preț mediu (lei/MWh)	1276,93	1259,07	1112,67
% din consumul intern	0,9	0,9	1,0

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 CMPEE

În baza datelor contractuale raportate de participanții la piață conform art.15 alin.(3) din OUG nr. 27/2022 cu modificările și completările ulterioare, în luna noiembrie 2022 s-au încheiat 159 de contracte bilaterale negociate direct de vânzare-cumpărare între producătorii dispecerizabili sau nedispecerizabili în calitate de vânzători și partenerii contractuali care îndeplinesc condițiile de la art. VII din OUG nr. 119/2022 în calitate de cumpărători. Din acestea, 80 au fost contracte noi, semnate după 1 noiembrie 2022, celelalte fiind acte adiționale la contracte aflate deja în vigoare.

Din cele 159 contracte bilaterale negociate direct, cca. 25,1% au perioadă de livrare până la sfârșitul anului 2022, pentru cca. 13,2% prețul contractual este variabil (cu formule de calcul în funcție de prețul mediu ponderat pe PZU, contravaloarea dezechilibrelor sau cursul valutar din luna de livrare), iar pentru cca. 52,2% din contracte cantitatea livrată este variabilă.

În tabelul următor este prezentată structura contractelor bilaterale negociate direct în funcție de cumpărător:

NOIEMBRIE 2022	Nr. contracte	Prețuri contracte*	
		min	max
		(lei/MWh)	(lei/MWh)
<b>Contracte bilaterale negociate direct, din care:</b>	<b>159</b>	150	3,950
incheiate cu furnizori	157	150	3,950
incheiate cu OD	2	1,300	1,300
incheiate cu consumatori beneficiari OUG 81/2019	0	-	-
incheiate cu OTS	0	-	-

Sursa: Raportările producătorilor, furnizorilor, OD și OTS în baza art.15 alin(3) din OUG 27/2022 – prelucrare CMPEE -

## Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2022

Notă: \* la data semnării contractului sau actului adițional; prețul contractual poate fi fix sau poate conține formula de calcul

Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculelor de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobate) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată, în luna noiembrie 2022, este prezentată în tabelul următor:

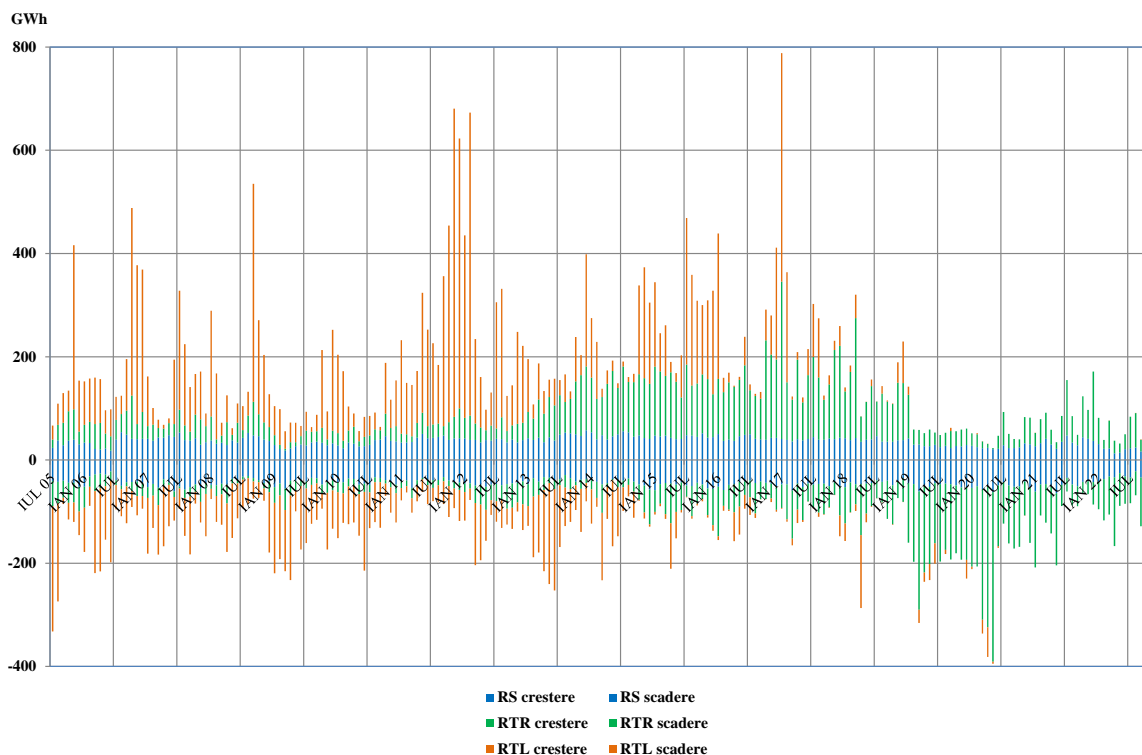
NOIEMBRIE 2022	Energie de echilibrare angajata (GWh)	Energie de echilibrare efectiv livrata (GWh)	Abatere (%)
<b>Reglaj secundar</b>	<b>43</b>	<b>43</b>	
<i>crestere</i>	18	18	
<i>scadere</i>	24	24	
<b>Reglaj tertiar rapid</b>	<b>98</b>	<b>95</b>	<b>3</b>
<i>crestere</i>	32	31	2
<i>scadere</i>	66	63	4
<b>Reglaj tertiar lent</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<i>crestere</i>	0	0	0
<i>scadere</i>	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>141</b>	<b>138</b>	
<i>crestere</i>	50	50	
<i>scadere</i>	91	88	
<b>CONSUM INTERN</b>		<b>4247</b>	
<b>% volum tranzactionat din consumul intern</b>		<b>3.2%</b>	

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

**Notă:** energia electrică angajată și cea efectiv livrată includ energia electrică aferentă tranzacțiilor cu compensație financiară în afara PE rezultate în urma dispozițiilor de dispecer (creștere/reducere) pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, asigurarea siguranței sistemului prin redispecerizare sau prin comercializare în contrapartidă coordonată (conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 152/2020), cu următoarele solduri: energie electrică angajată **0,00 GWh** și energie electrică efectiv livrată **0,00 GWh**

Structura energiei de echilibrare efectiv livrată pe fiecare tip de reglaj este prezentată în figura următoare, în evoluție, pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2022:

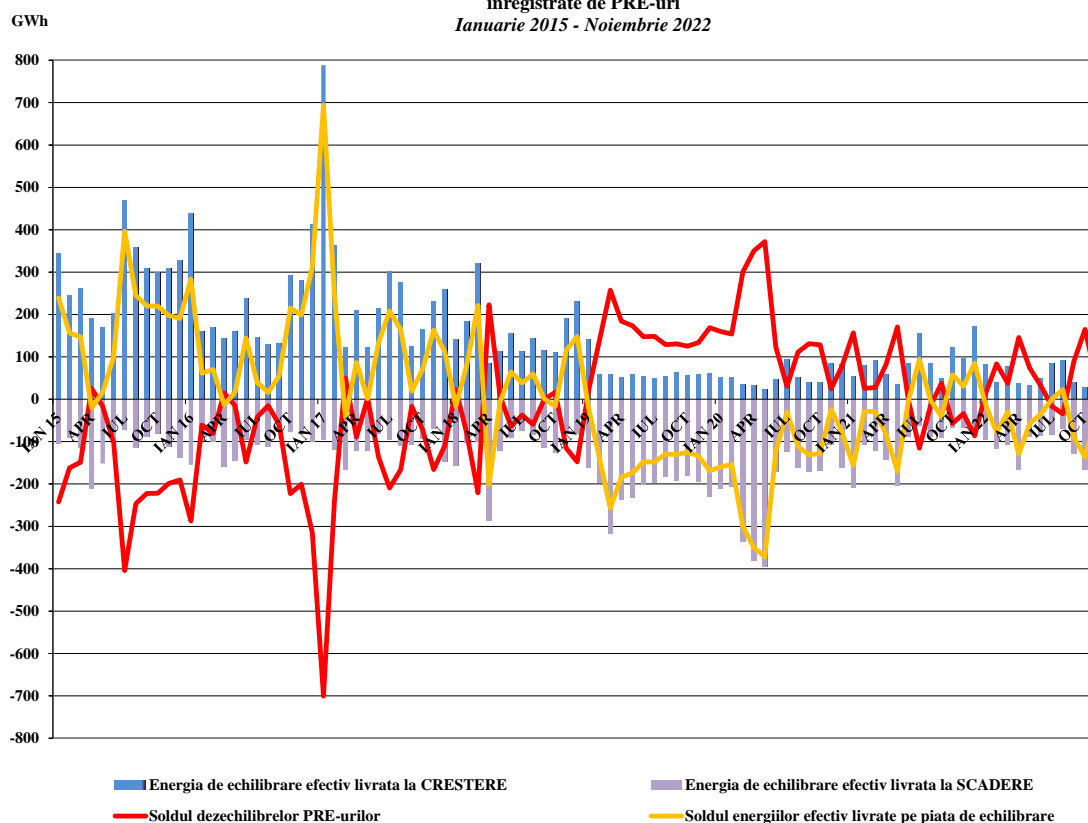
Evoluția lunară a energiei efectiv livrată pe piața de echilibrare



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

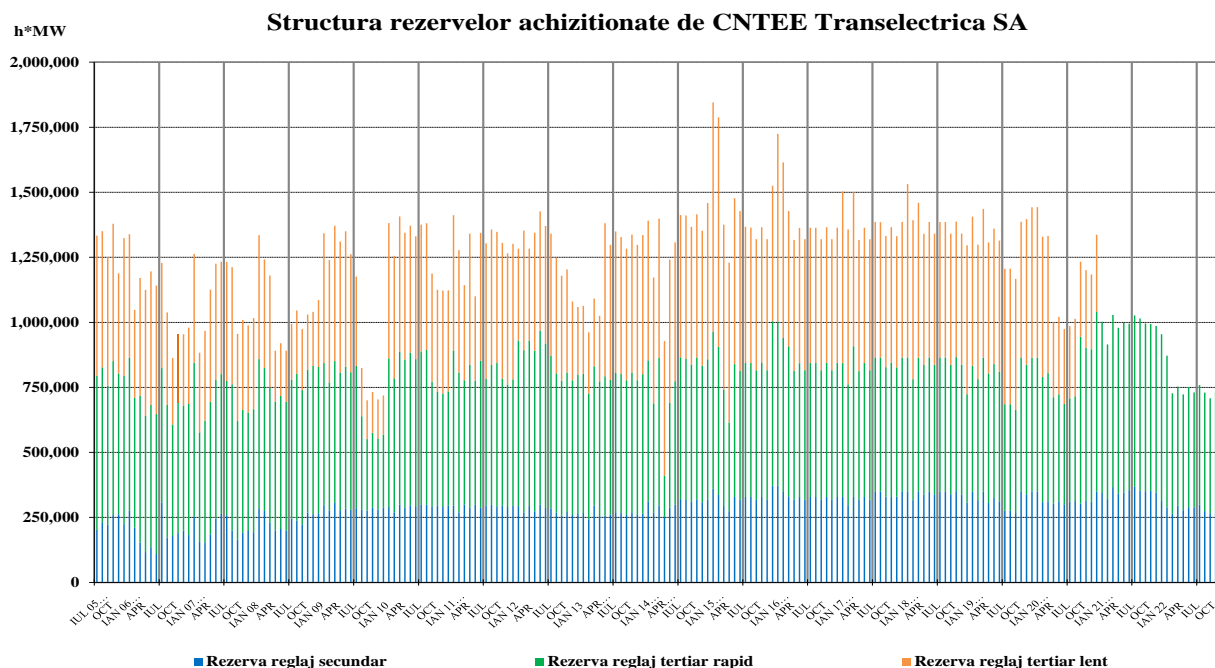
Evoluția energiei de echilibrare efectiv livrată pe PE și soldul dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri sunt prezentate în graficul următor:

Evoluția lunară a energiei de echilibrare efectiv livrată și soldul rezultat comparativ cu soldul dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri  
Ianuarie 2015 - Noiembrie 2022



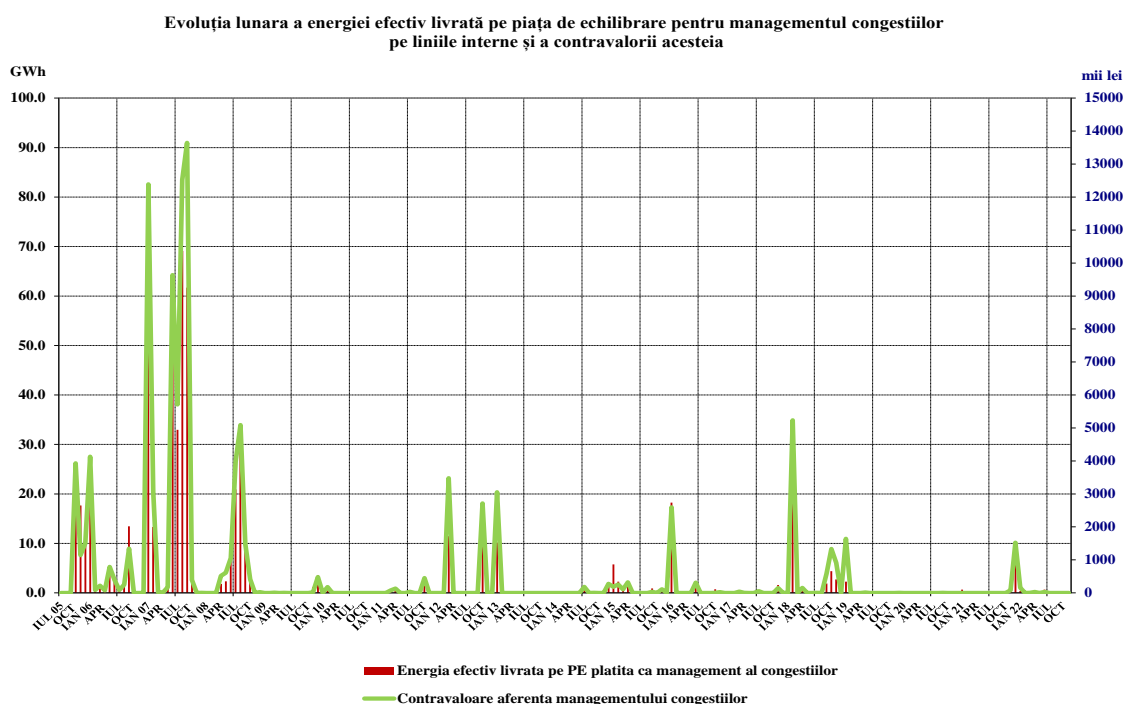
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. și OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

În graficul următor este prezentată evoluția rezervelor de putere achiziționate de CNTEE Transelectrica S.A., pentru perioada iulie 2005 – noiembrie 2022, reprezentând obligații ale producătorilor de menținere la dispoziția dispecerului/ofertare pe piața de echilibrare a capacităților de producere contractate:



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

## 5. Structura tranzacțiilor pe piața angro pe categorii de participanți

### Producători dispecerizabili

Structura obligațiilor de vânzare contractate înainte de intervalul de livrare ale producătorilor participanți la piața angro care sunt deținători de unități de producere dispecerizabile, în luna de livrare noiembrie 2022 comparativ cu perioada similară din anul anterior, a fost următoarea:

Tip tranzacții	- GWh -	
	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
negociate cu furnizori	2,69	385,30
negociate cu producători	-	181,33
negociate cu OD	-	217,36
negociate cu OTS	-	44,51
negociate în interiorul EA	70,38	15,99
negociate cu clientul final	-	0,004
tranzacții pe PCC, din care:	3015,13	2548,79
- PCCB-LE	279,84	114,96
- PCCB-LE-flex	1314,17	1457,04
- PCCB-NC	333,60	71,17
- PC-OTC	1020,39	883,47
- PCE-ESRE-CV	67,12	22,14
PZU	984,99	1232,22
PI	31,28	17,04
contracte de furnizare la clienți finali din care:	522,49*	798,92
casnici	4,91	89,51
noncasnici	517,58*	709,41
<b>Total</b>	<b>4626,95*</b>	<b>5441,46</b>

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

#### Note:

- Categoria tranzacțiilor “negociate” cuprinde tranzacțiile cfm L123 cu modificările și completările ulterioare;
- Categoria “negociate cu producători” include și producătorii nedispecerizabili, iar categoria “negociate cu furnizori” include și titularii unei licențe pentru activitatea traderului sau persoanele juridice cu drept confirmat de participare la piețele de energie electrică din România.
- Categoria “negociate cu clientul final” cuprinde tranzacțiile încheiate în baza OUG nr. 119/2022 cu consumatorii care au beneficiat de prevederile OUG nr. 81/2019

\*Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

### Furnizori

În luna noiembrie 2022, pe piața de energie electrică au activat 76 operatori economici a căror activitate principală o constituie furnizarea de energie electrică; dintre aceștia, 22 sunt furnizori care își desfășoară activitatea doar pe PAN (o parte dintre aceștia fiind deținători de licență pentru activitatea traderului de energie electrică sau persoane juridice străine cu drept de participare la piața de energie electrică din România) și 54 sunt furnizori care au activitate și pe PAM (inclusiv furnizorii de ultimă instanță care activează atât pe segmentul de serviciu universal și cel de ultimă instanță, cât și pe segmentul concurențial).

#### Furnizori cu activitate exclusivă pe PAN

Tabelul următor ilustrează activitatea desfășurată de furnizorii activi doar pe PAN (inclusiv traderi și persoane juridice străine cu drept de participare la PAN confirmat de ANRE), prezentând structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale pe PAN realizate de aceștia în luna de livrare noiembrie 2022, comparativ cu perioada similară din anul 2021:

-GWh-

Structură tranzacții furnizori cu activitate exclusivă pe PAN	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
<b>Achiziții</b>		
import	138,59	6,32
negociate cu producători	-	59,35
negociate cu furnizori	-	288,00
tranzacții pe PCC, din care:	452,20	302,88
- PCCB-LE cu producători	3,60	10,80
- PCCB-LE-flex cu producători	100,24	102,72
- PCCB-NC cu producători	3,60	14,40
- PC-OTC cu producători	288,96	151,20
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,001	0,001
- PCCB-NC cu alți furnizori	3,24	0,72
- PC-OTC cu alți furnizori	52,56	23,04
producție din surse proprii	3,07	2,67
PZU	287,75	267,75
PI	12,07	5,53
<b>Vânzări</b>		
export	147,31	368,39
negociate cu producători	-	0,19
negociate cu furnizori	-	0,51
tranzacții pe PCC, din care:	514,63	265,60
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	10,80	10,80
- PCCB-NC cu alți furnizori	7,92	25,92
- PC-OTC cu alți furnizori	422,52	196,48
- PCCB-NC cu OD	32,40*	14,40
- PC-OTC cu OD	41,00	3,60
- PCCB-NC cu OTS	0,00	14,40
PZU	224,97	294,21
PI	7,35	5,51

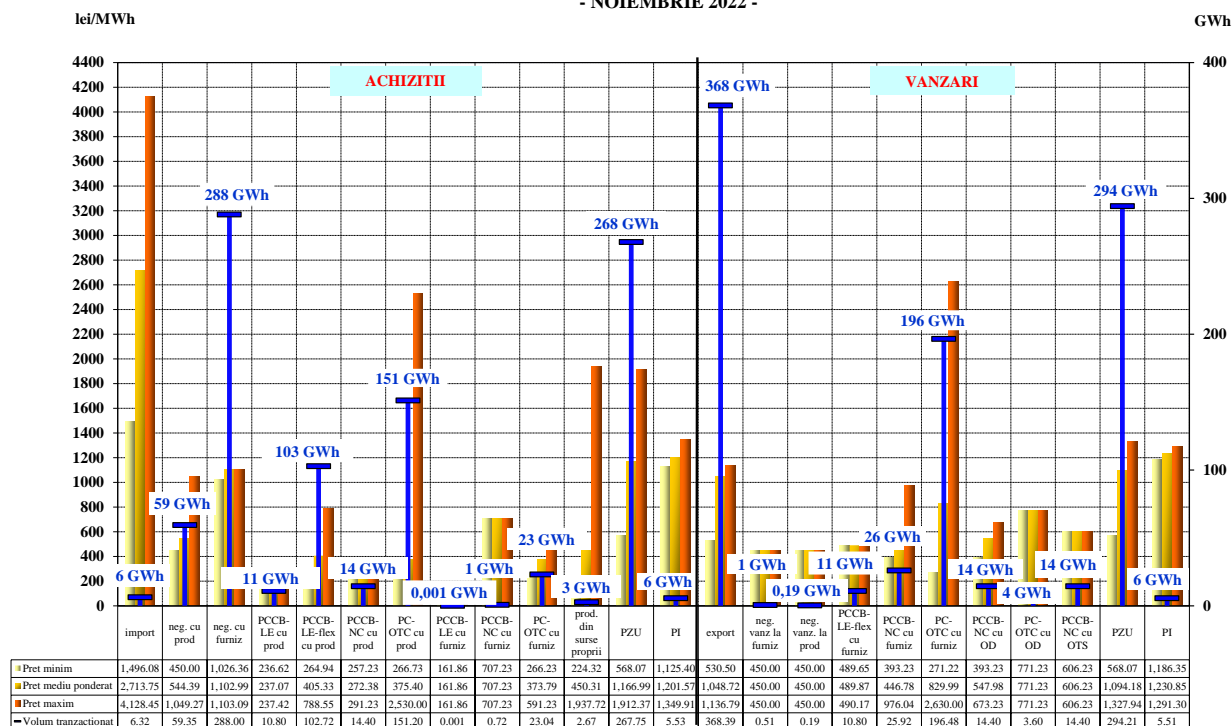
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

**Note:**

- Categoria tranzacțiilor “negociate” cuprinde tranzacțiile cfm L123 cu modificările și completările ulterioare;
- Categoria “negociate cu producători” include și producătorii nedispecerizabili, iar categoria “negociate cu furnizori” include și titularii unei licențe pentru activitatea traderului sau persoanele juridice cu drept confirmat de participare la piețele de energie electrică din România.
- Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și livrate în luna de raportare, a prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2022 de furnizorii cu activitate exclusivă pe PAN sunt reprezentate grafic în continuare:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de  
furnizorii concurențiali cu activitate exclusiv pe piața angro  
- NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

Furnizori activi pe PAM, exclusiv furnizorii de ultimă instanță

În tabelul de mai jos sunt prezentate informațiile agregate cu privire la structura pe categorii de piețe/parteneri contractuali a achizițiilor și vânzărilor totale realizate de aceștia în luna noiembrie 2022, comparativ cu perioada similară a anului 2021:

	-GWh-	
Structură tranzații furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
<b>Achiziții</b>		
import	50,75	73,68
negociate cu producători	-	77,83
negociate cu furnizori	-	33,50
tranzacții pe PCC, din care:	1085,69*	1031,68
- PCCB-LE cu producători	147,03	89,76
- PCCB-LE-flex cu producători	309,51	601,76
- PCCB-NC cu producători	65,67	16,06
- PC-OTC cu producători	292,95	153,36
- PCE-ESRE-CV cu producători	19,99*	3,22
- PCCB-LE cu alți furnizori	3,24	0,00
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	4,48	57,60
- PCCB-NC cu alți furnizori	44,52	12,88
- PC-OTC cu alți furnizori	198,32	97,05
producție din surse proprii	18,32*	29,58
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)	2,17*	1,01
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L220/2008)	8,83*	13,60
prosumatori	0,08	0,33
PZU	500,45	601,99
PI	11,19	10,29

Structură tranzacții furnizori activi pe PAM (exclusiv furnizorii de ultimă instanță)	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
<b>Vânzări</b>		
export	3,12	13,10
negociate pe termen lung cfm Ordin ANRE nr.65 la producatori	0,72	0,00
negociate cu producatori	-	69,80
negociate cu furnizori	-	321,36
tranzacții pe PCC, din care:	500,21	482,34
- PCCB-LE-flex cu producători	0,07	3,60
- PCCB-NC cu producători	9,19	10,80
- PC-OTC cu producători	8,25	34,64
- PCCB-LE cu alți furnizori	6,77	0,001
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	8,08	84,96
- PCCB-NC cu alți furnizori	93,47	42,40
- PC-OTC cu alți furnizori	304,49	279,30
- PCCB-LE cu OD	2,16	3,60
- PCCB-LE -flex cu OD	7,20	3,60
- PCCB-NC cu OD	18,07	2,16
- PC-OTC cu OD	36,69	17,28
- PCCB-LE -flex cu OTS	5,76	0,00
PZU	100,73	117,75
PI	5,23	4,47
clienți casnici	40,10*	24,96
clienți finali noncasnici	1057,24*	819,59

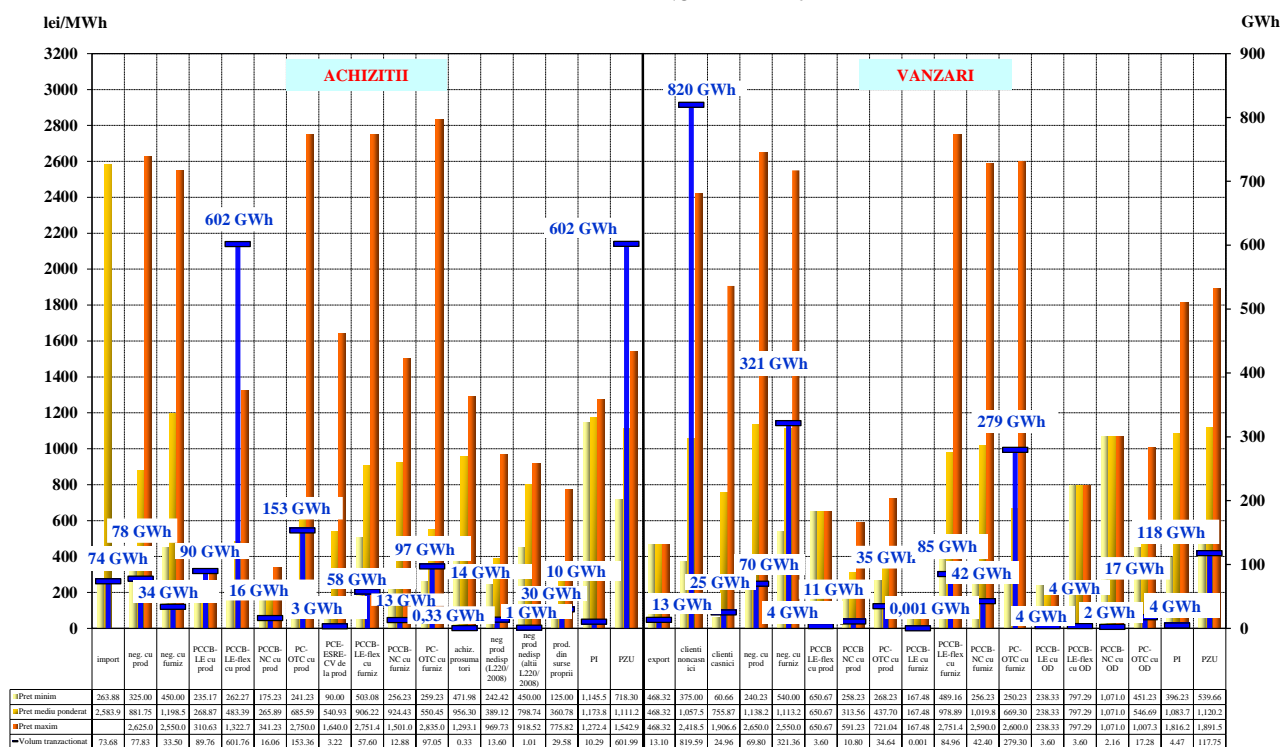
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

**Note:**

- Categoria tranzacțiilor “negociate” cuprinde tranzacțiile cfm L123 cu modificările și completările ulterioare;
- Categoria “negociate cu producători” include și producătorii nedispecerizabili, iar categoria “negociate cu furnizori” include și titularii unei licențe pentru activitatea traderului sau persoanele juridice cu drept confirmat de participare la piețele de energie electrică din România.
- \* Diferențele față de Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna noiembrie 2021 sunt determinate de prelucrarea raportărilor corectate de operatorii economici.

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și livrate în luna de raportare, a prețurilor minime, medii și maxime realizate în luna noiembrie 2022 de furnizorii cu activitate pe PAN și PAM sunt reprezentate în graficul următor:

Caracterizarea tranzacțiilor realizate de  
furnizorii concurențiali cu activitate pe piața angro și pe piața cu amănuntul  
- NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare CMPEE

### Furnizori de ultimă instanță

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de desemnare a furnizorilor de ultimă instanță* aprobat prin Ordinul ANRE nr. 91/2022 (în vigoare din 24.06.2022), ANRE a desemnat câte un *FUI nominalizat* pentru fiecare lună din perioada iulie-noiembrie 2022, care are obligația preluării automate din toate zonele de rețea a tuturor clienților finali pentru care data de preluare (conform art. 21 din *Regulament*) intervine în luna pentru care acest FUI este nominalizat, cu excepția clienților care se adresează unui alt FUI pentru același serviciu de ultimă instanță. Lista nominalizărilor este publicată pe site-ul [www.anre.ro](http://www.anre.ro), secțiunea *Legislație/Furnizori de ultima instanță/Preluare în regim de ultimă instanță/2022*.

Pentru luna noiembrie 2022, FUI nominalizat a fost CEZ Vânzare S.A.

Pentru clienții finali (casnici, noncasnici) preluați de FUI în regim de UI după data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 91/2022, furnizarea energiei electrice se realizează în baza contractelor de furnizare a energiei electrice încheiate în conformitate cu prevederile *Contractului-cadru de furnizare a energiei electrice la clienții finali preluați de către furnizorul de ultimă instanță* (anexă la Ordinul ANRE nr. 91/2022).

Clienții finali pot uza de eligibilitate, având posibilitatea de a încheia cu oricare dintre FUI, asemănător tuturor celorlalți furnizori concurențiali, contracte de furnizare în regim concurențial, cu clauze agreeate între părți, prețul energiei electrice fiind stabilit de fiecare FUI, pentru fiecare zonă de rețea, pe criterii concurențiale.

Având în vedere modificările aduse *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012* prin OUG nr. 143/2021, începând cu data de 1 ianuarie 2022, serviciul universal se asigură de către toți

furnizorii de energie electrică care au încheiate contracte în piața concurențială, iar ofertele de serviciu universal se adresează doar clienților casnici de energie electrică.

Suplimentar participării pe componentele pieței angro de energie electrică, FUI poate asigura necesarul de consum al clienților din portofoliu și prin contracte de achiziție a energiei electrice de la prosumatori.

Prețul final facturat pentru consumul de energie electrică din luna octombrie 2022 al clienților casnici și finali noncasnici (inclusiv clienții alimentați în regim de ultimă instanță) se realizează în conformitate cu prevederile OUG nr. 27/2022 cu modificările și completările ulterioare.

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale furnizorilor de ultimă instanță realizată înainte de intervalul de livrare, pentru alimentarea clienților finali în regim SU, UI și concurențial, este prezentată în tabelul următor pentru luna noiembrie 2022, comparativ cu perioada similară a anului 2021:

**- GWh -**

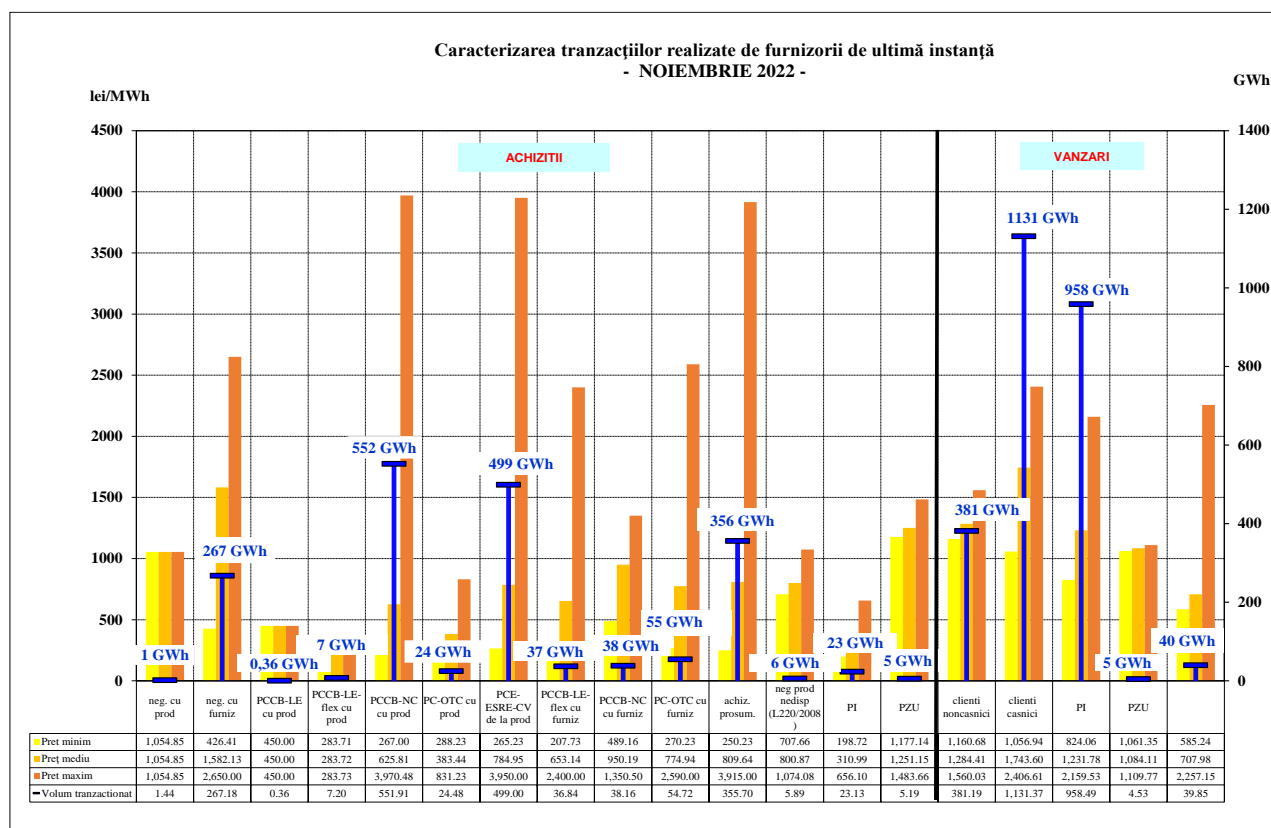
<b>Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică pe PAM (regim SU, UI și concurențial)</b>	<b>Noiembrie 2021</b>	<b>Noiembrie 2022</b>
<b>Achiziții</b>		
import	16,55	1,44
negociate cu producători	2,69	267,18
negociate cu furnizori	-	0,36
tranzacții PCC, din care:	2096,08	1568,01
- PCCB-LE cu producători	62,83	7,20
- PCCB-LE-flex cu producători	842,26	551,91
- PCCB-NC cu producători	147,90	24,48
- PC-OTC cu producători	395,00	499,00
- PCE-ESRE-CV de la producători	61,01	36,84
- PCCB-LE cu alți furnizori	3,50	0,00
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	14,40	38,16
- PCCB-NC cu alți furnizori	71,88	54,72
- PC-OTC cu alți furnizori	497,31	355,70
producție din surse proprii	1,42	0,00
negociate cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)	0,98	0,00
negociate cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)	24,11	23,13
prosumatori	1,72	5,89
PZU	608,47	381,19
PI	8,56	5,19
<b>Vânzări</b>		
tranzacții PCC, din care:	111,94	0,00
- PCCB-NC cu producători	5,76	0,00
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,001	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	18,36	0,00
- PC-OTC cu alți furnizori	37,44	0,00
- PCCB-LE cu OD	3,60	0,00
- PCCB-NC cu OD	21,60	0,00
- PC-OTC cu OD	25,19	0,00
PZU	71,98	39,85
PI	5,03	4,53
clienți casnici	1130,37	958,49
clienți noncasnici	1433,94	1131,37

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare CMPEE*

**Note:**

- Categoria tranzacțiilor “negociate” cuprinde tranzacțiile cfm L123 cu modificările și completările ulterioare;
- Categoria “negociate cu producători” include și producătorii nedispecerizabili, iar categoria “negociate cu furnizori” include și titularii unei licențe pentru activitatea traderului sau persoanele juridice cu drept confirmat de participare la piețele de energie electrică din România.
- În lunile din anul 2022 furnizarea în regim SU se aplică doar clienților casnici.

Detalierea tranzacțiilor de energie electrică ale furnizorilor de ultimă instanță pentru alimentarea clienților finali (în regim SU, UI și concurențial) pentru luna noiembrie 2022 este reprezentată în graficul următor:



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

Structura tranzacțiilor de energie electrică pe PAN ale FUI realizată înainte de intervalul de livrare, pentru furnizarea de energie electrică clienților casnici alimentați în regim SU este prezentată în tabelul următor pentru luna octombrie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021:

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU	Noiembrie 2021		Noiembrie 2022	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
<b>Achiziții</b>				
import	3,60	1118,50	0,00	-
negociate cu producători	-	-	12,59	1604,80
negociate cu prod. nedisp. (modificări și completări L 220/2008)	0,04	324,41	3,77	368,57
tranzacții PCC, din care:	412,44	345,70	342,69	681,53
- PCCB-LE cu producători	28,20	251,52	1,53	283,72
- PCCB-LE-flex cu producători	210,28	303,09	120,60	671,74
- PCCB-NC cu producători	35,70	316,77	3,68	307,27
- PC-OTC cu producători	39,31	341,78	120,33	758,24
- PCE-ESRE-CV de la producători	3,06	287,12	11,71	740,43
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,62	295,12	0,00	-
- PCCB-LE-flex cu alți furnizori	0,00	-	3,60	1350,50
- PCCB-NC cu alți furnizori	17,05	271,72	2,45	334,76
- PC-OTC cu alți furnizori	78,21	528,22	78,79	576,04
prosumatori	0,11	196,56	0,38	806,45
PZU	54,12	1204,89	48,26	1358,75
PI	3,15	1410,11	0,34	1466,29

*Raport monitorizare piață de energie electrică – luna noiembrie 2022*

Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică clienților în regim de SU	Noiembrie 2021		Noiembrie 2022	
	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]	Cantitate [GWh]	Preț mediu [lei/MWh]
<b>Vânzări</b>				
PZU	39,68	834,26	14,87	716,16
PI	1,86	923,26	2,07	1061,46
clienți casnici	421,43	374,49	331,16	1267,22
clienți noncasnici	7,40	431,83	-	-

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare CMPEE*

*Notă: în lunile din anul 2022 furnizarea în regim SU se aplică doar clienților casnici*

În tabelul următor este prezentată structura tranzacțiilor de energie electrică ale FUI realizate înainte de intervalul de livrare, corespunzătoare segmentului concurențial al PAM, în luna noiembrie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021.

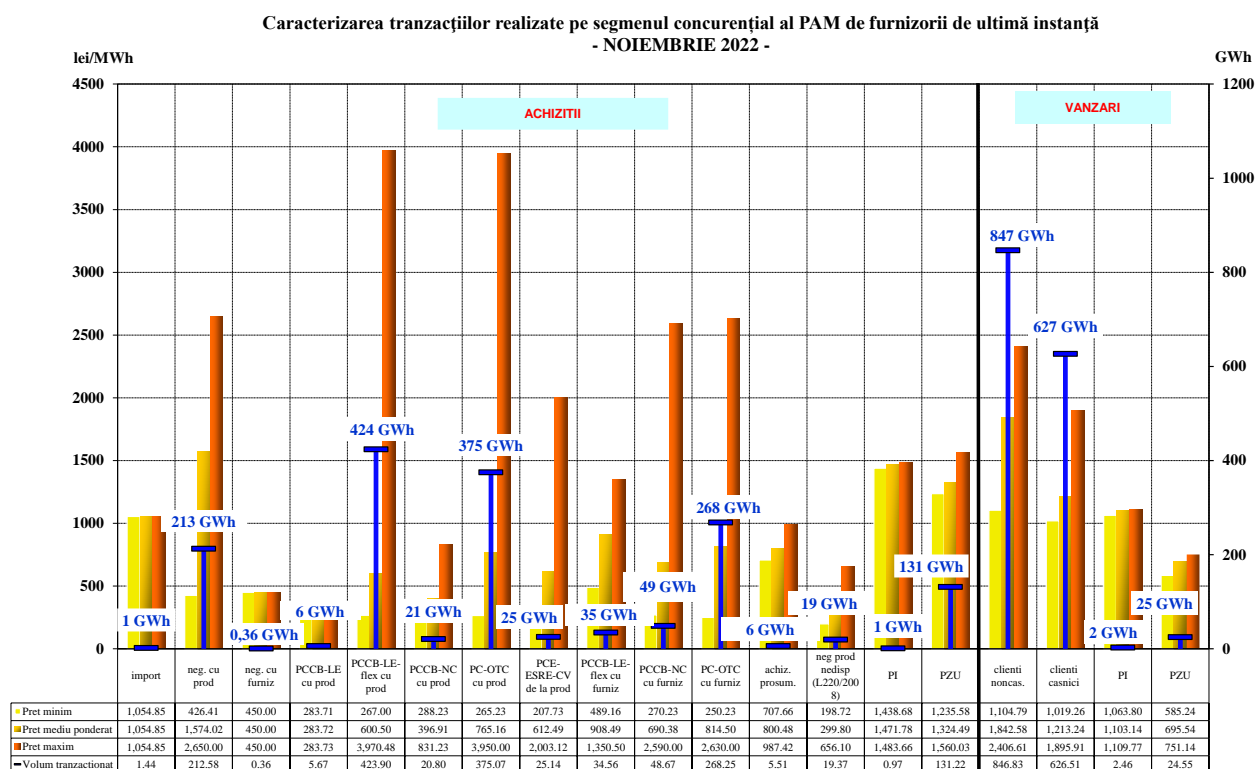
Structură tranzacții FUI pentru furnizarea de energie electrică în regim concurențial	-GWh-	
	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
<b>Achiziții</b>		
import	12,96	1,44
negociate cu producători	2,69	212,58
negociate cu furnizori	-	0,36
tranzacții pe PCC, din care:	1683,65	1202,05
- PCCB-LE cu producători	34,62	5,67
- PCCB-LE-flex cu producători	631,97	423,90
- PCCB-NC cu producători	112,20	20,80
- PC-OTC cu producători	355,69	375,07
- PCE-ESRE-CV de la producători	57,95	25,14
- PCCB-LE cu alți furnizori	2,88	0,00
- PCCB-LE-flex cu furnizori	14,40	34,56
- PCCB-NC cu alți furnizori	54,83	48,67
- PC-OTC cu alți furnizori	419,10	268,25
producție din surse proprii	1,42	0,00
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (alții decât cei prin L220/2008)	0,98	0,00
tranzacții neg. cu prod. nedisp. (modificari si completari L 220/2008)	24,07	19,37
prosumatori	1,60	5,51
PZU	549,60	131,22
PI	5,42	0,97
<b>Vânzări</b>		
tranzacții pe PCC, din care:	111,94	0,00
- PCCB-NC cu producători	5,76	0,00
- PC-OTC cu producători	0,00	0,00
- PCCB-LE cu alți furnizori	0,001	0,00
- PCCB-NC cu alți furnizori	18,36	0,00
- PC-OTC cu alți furnizori	37,44	0,00
- PCCB-LE cu OD	3,60	0,00
- PCCB-NC cu OD	21,60	0,00
- PC-OTC cu OD	25,19	0,00
PZU	32,30	24,55
PI	3,17	2,46
clienți casnici	708,88	626,51
clienți finali noncasnici	1420,97	846,83

*Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare CMPEE*

**Note:**

- Categoria tranzacțiilor “negociate” cuprinde tranzacțiile cfm L123 cu modificările și completările ulterioare;
- Categoria “negociate cu producători” include și producătorii nedispeserizabili, iar categoria “negociate cu furnizori” include și titularii unei licențe pentru activitatea traderului sau persoanele juridice cu drept confirmat de participare la piețele de energie electrică din România.

Defalcarea pe tipuri de surse/destinații a volumelor tranzacționate și prețurile medii ale tranzacțiilor realizate în luna noiembrie 2022 de către FUI pe segmentul concurențial al PAM este prezentată în graficul următor:



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

## Operatori de distribuție concesionari

Structura tranzacțiilor de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari realizate înainte de intervalul de livrare, pentru consumul propriu tehnologic al rețelelor de distribuție în luna noiembrie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021:

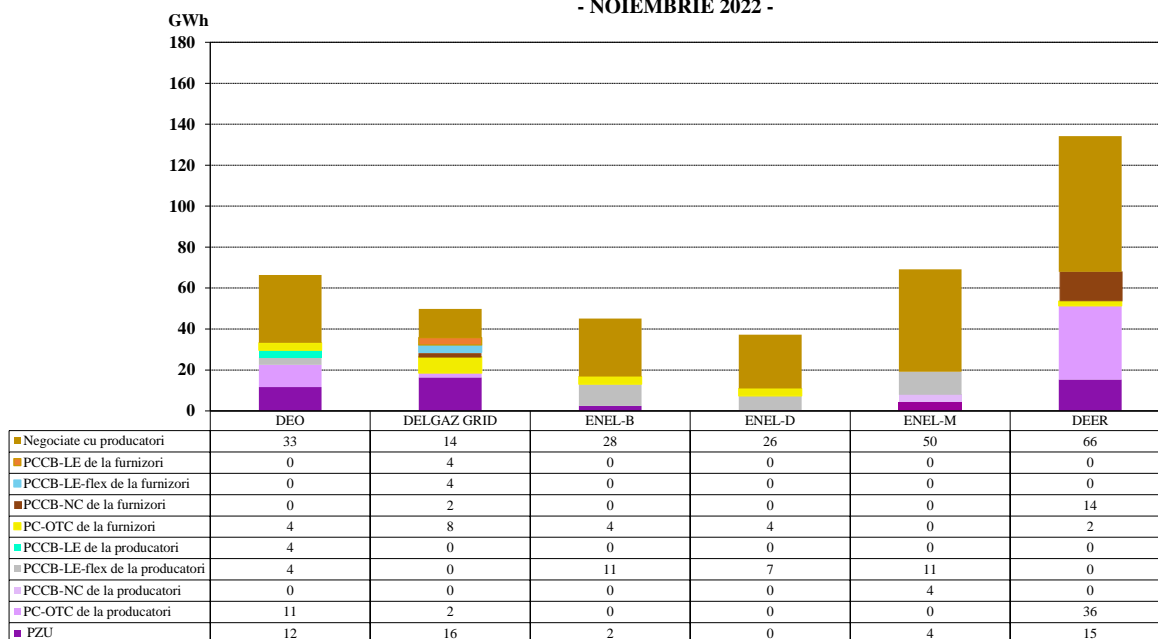
**- GWh -**

Structură tranzacții	Noiembrie 2021	Noiembrie 2022
negociate cu producători	-	218,08
tranzacții pe PCC, din care:	278,13	133,38
- PCCB-LE cu producători	8,96	3,60
- PCCB-LE-flex cu producători	7,20	32,58
- PCCB-NC cu producători	36,00	3,60
- PC-OTC cu producători	38,15	48,96
- PCCB-LE cu furnizori	5,76	3,60
- PCCB-LE-flex cu furnizori	7,20	3,60
- PCCB-NC cu furnizori	72,00	16,56
- PC-OTC cu furnizori	102,88	20,88
PZU, din care:	193,80	38,91
- cumpărare	194,07	50,52
- vânzare	0,27	11,61
PI, din care:	0,52	0,007
- cumpărare	0,79	0,332
- vânzare	0,27	0,325

Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție concesionari – prelucrare CMPEE

Structura achiziției de energie electrică a operatorilor de distribuție concesionari în noiembrie 2022, este prezentată în graficul următor:

Structura achizițiilor de energie electrică ale operatorilor de distribuție concesionari pentru acoperirea consumului propriu tehnologic - NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale operatorilor de distribuție concesionari – prelucrare CMPEE

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

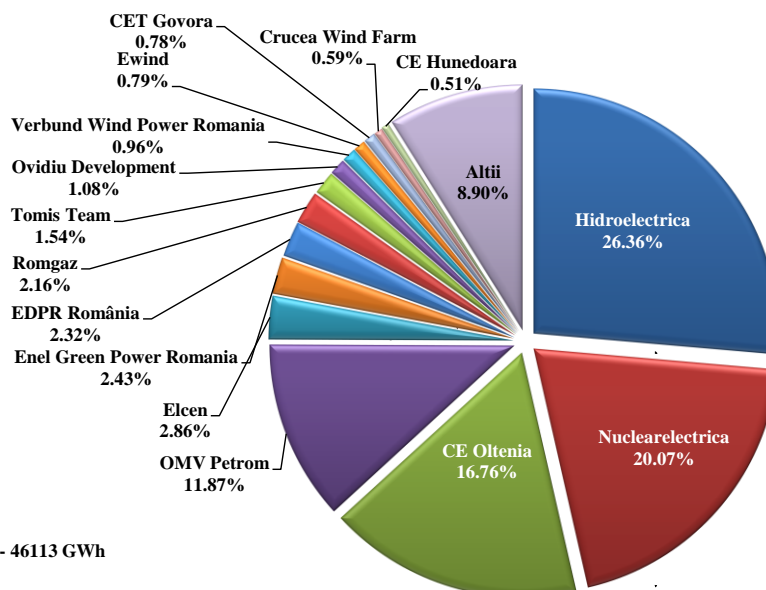
### Indicatori de concentrare și cote de piață ale producătorilor de energie electrică

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 2022, iar în grafic sunt prezentate cotele de piață ale producătorilor de energie electrică, deținători de unități de producere dispecherizabile stabilite în funcție de energia electrică livrată în rețele.

Indicatori de concentrare - Noiembrie 2022 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Valoare	22,08	60,97	1502

Cotele de piață ale producătorilor cu unități dispecerizabile în funcție de energia livrată în rețele  
Ianuarie -Noiembrie 2022



Energie electrică livrată în rețele - 46113 GWh  
C1 - 26,36%  
C3 - 63,19%  
HHI - 1552

Categoria "Altii" include 94 producători ale căror cote de piață individuale se situează sub 0,50%

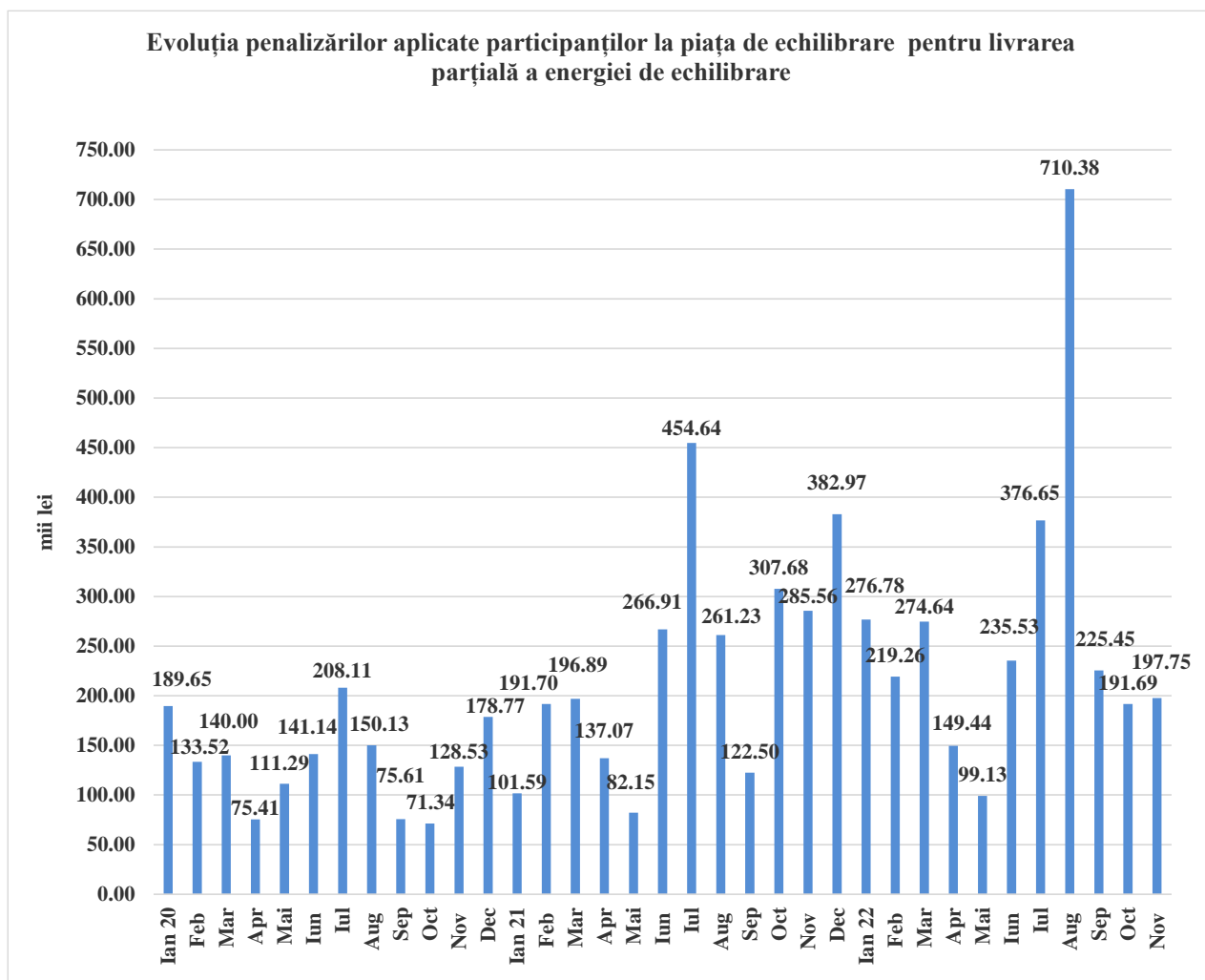
Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

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 2022, determinați pe baza energiei efectiv livrate, pentru fiecare din cele 3 tipuri de reglaje sunt prezentate în tabelul următor:

Indicatori de structură/concentrare a pieței de echilibrare Noiembrie 2022	Reglaje					
	Secundar		Terțiar rapid		Terțiar lent	
	creștere	reducere	creștere	reducere	creștere	reducere
C1 - %-	65	63	94	49	-	-
C3 - %-	100	100	100	95	-	-
HHI	5408	5301	8798	3496	-	-

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

În graficul următor este prezentată evoluția penalizărilor aplicate participanților la PE pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare începând cu luna ianuarie 2020:



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare pe tip de rezerve de putere achiziționate de CNTEE Transelectrica SA de la producătorii calificați, în urma organizării licitațiilor pentru luna noiembrie 2022 pentru rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid la creștere și scădere de putere. Pentru rezerva de reglaj terțiar lent la creștere nu s-au organizat licitații.

Indicatori de concentrare pe piața serviciilor de sistem - Noiembrie 2022 -		Rezerva reglaj secundar	Rezerva terțiară rapidă	Rezerva terțiară lentă
componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	275258	441154	-
	C1 (%)	63,0	47,3	-
	C3 (%)	100,0	93,2	-
	HHI	5336	4003	-

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

#### 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, în condițiile stabilite de reglementările aplicabile.

Indicatorii de concentrare pe această piață reflectă gradul de concurență manifestat între vânzatori, 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 2022 -	C1 (%)	C3 (%)	HHI
Vânzare	32,25	58,97	1512
Cumpărare	27,77	53,35	1237

Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA

## 7. Evoluția prețurilor stabilite pe piața angro de energie electrică

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.

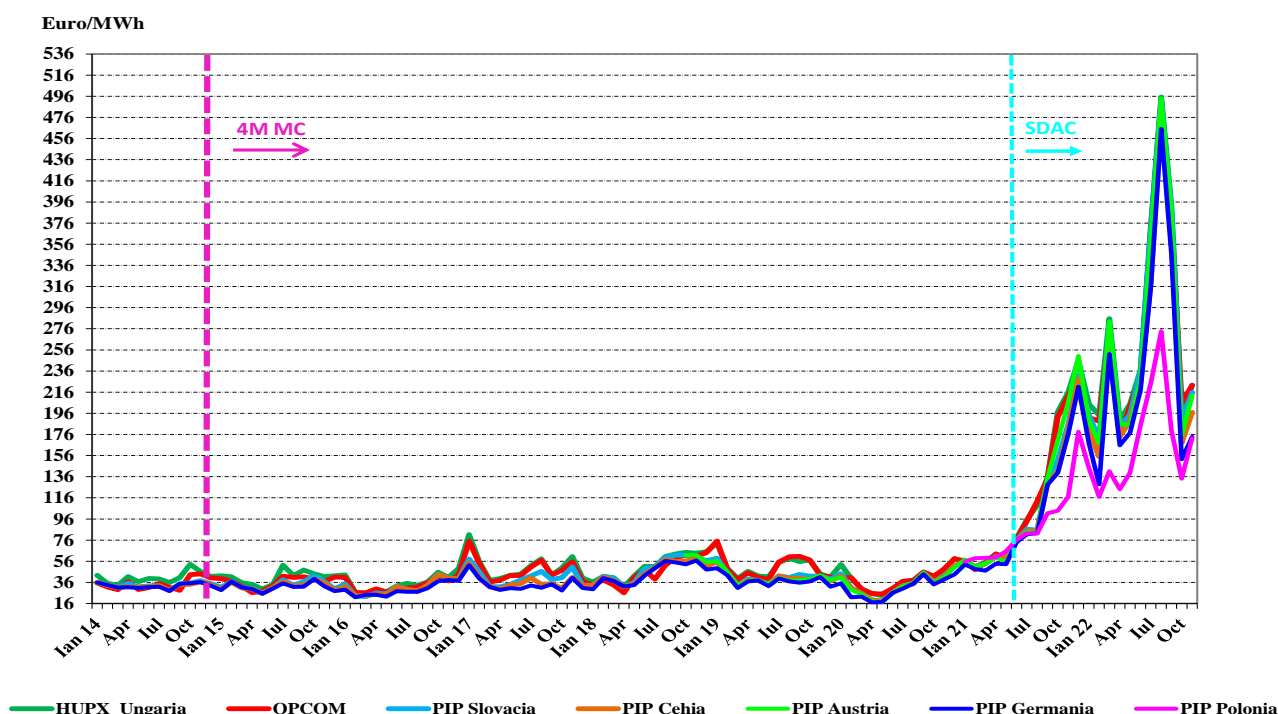
Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația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

Din data de 18 iunie 2021 a devenit operațional proiectul Interim Coupling prin care PZU din proiectul regional 4M MC s-au cuplat prin preț cu piețele din cuplarea multiregională MRC prin introducerea alocării implicite a capacității nete de transport (NTC) pe 6 noi granițe (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT). Ca urmare a extinderii mecanismului de cuplare, piețele spot din Cehia, Slovacia, Ungaria și România s-au cuplat cu cele din Polonia, Germania și Austria, fiind acum parte în cadrul proiectului pan-european SDAC.

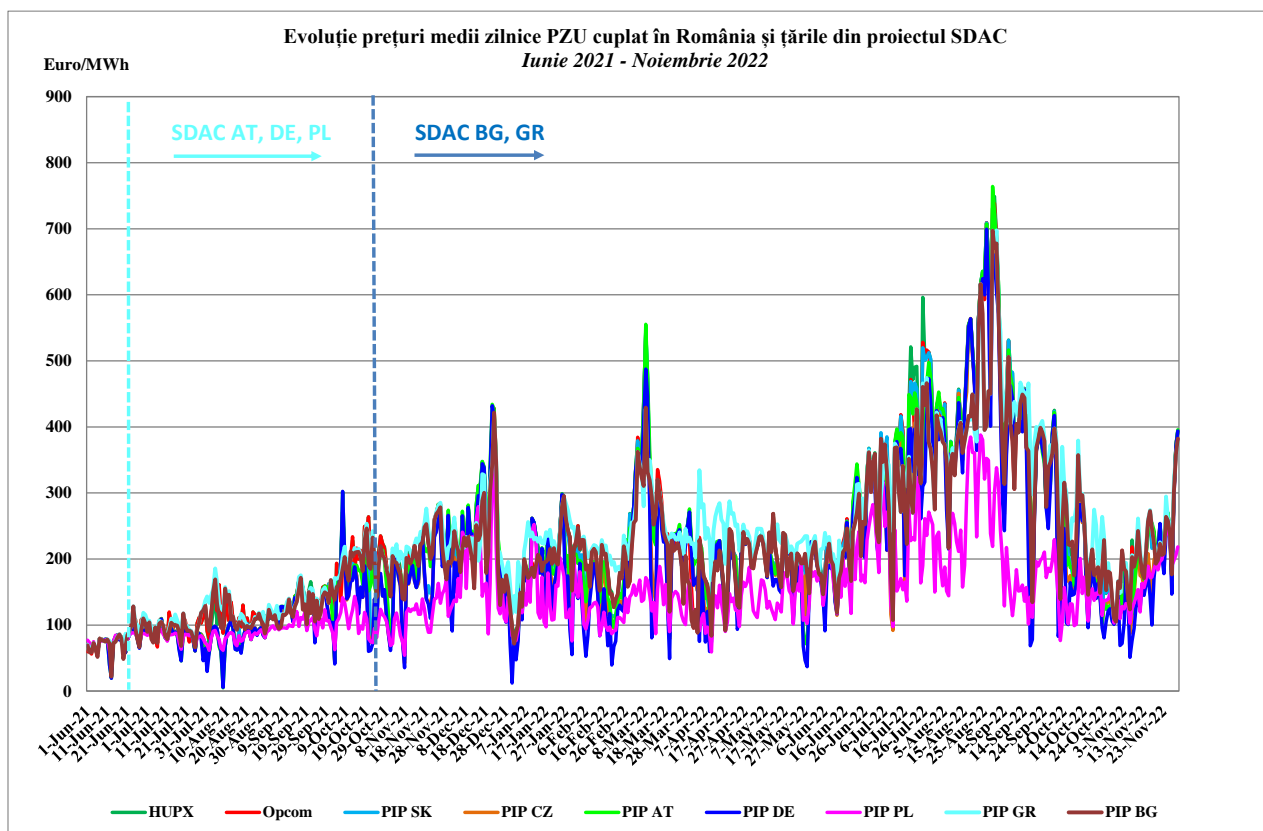
În data de 27 octombrie 2021 au fost finalizate operațiunile de cuplare a graniței RO-BG în SDAC, permițând, astfel, conectarea piețelor pentru ziua următoare din Grecia și Bulgaria în SDAC, cu prima zi de livrare 28 octombrie 2021.

În graficele următoare este prezentată evoluția prețurilor spot medii lunare (primul), respectiv prețuri spot medii zilnice înregistrate pe PZU de țările membre ale proiectului Interim Coupling înainte și după momentul cuplării în cadrul proiectului pan-european SDAC (al doilea).

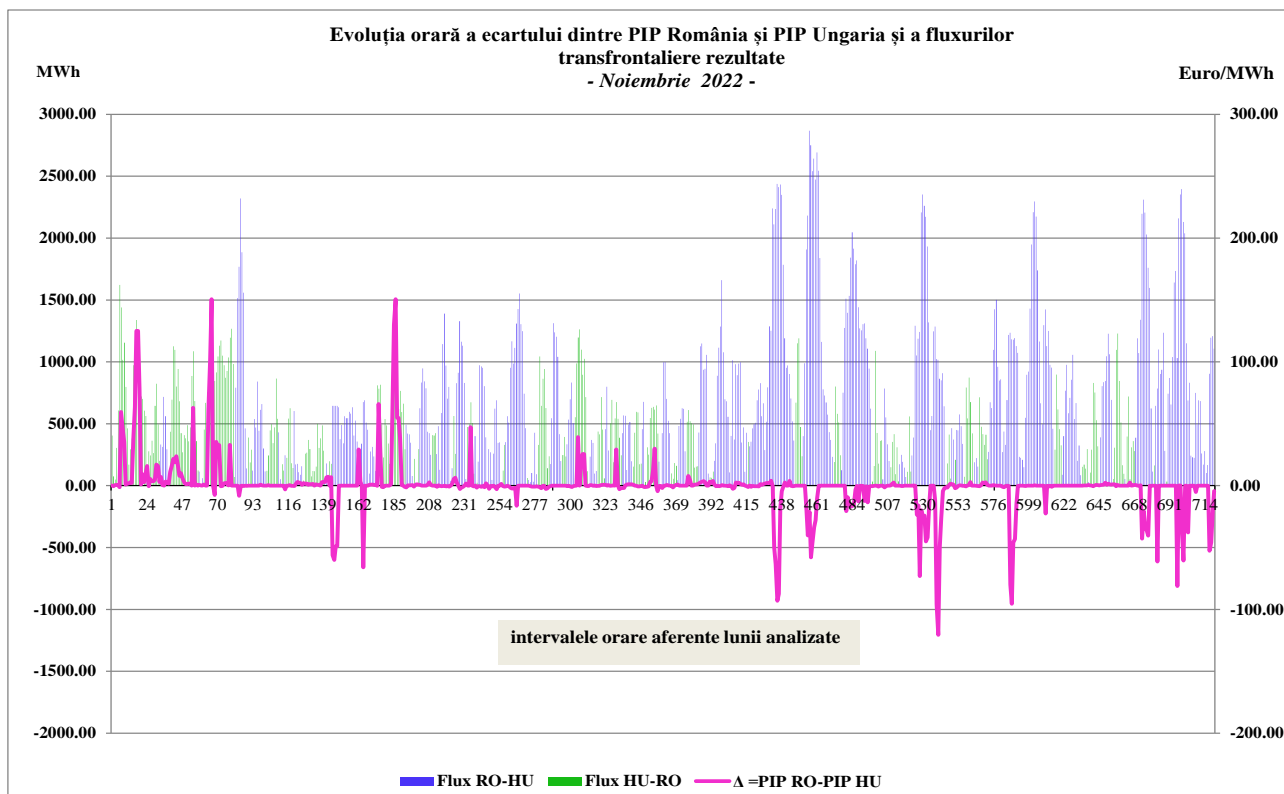
Evoluție prețuri PZU cuplat în țările din proiectul 4M MC și în țările cuplate după integrarea în SDAC  
Ianuarie 2014 - Noiembrie 2022

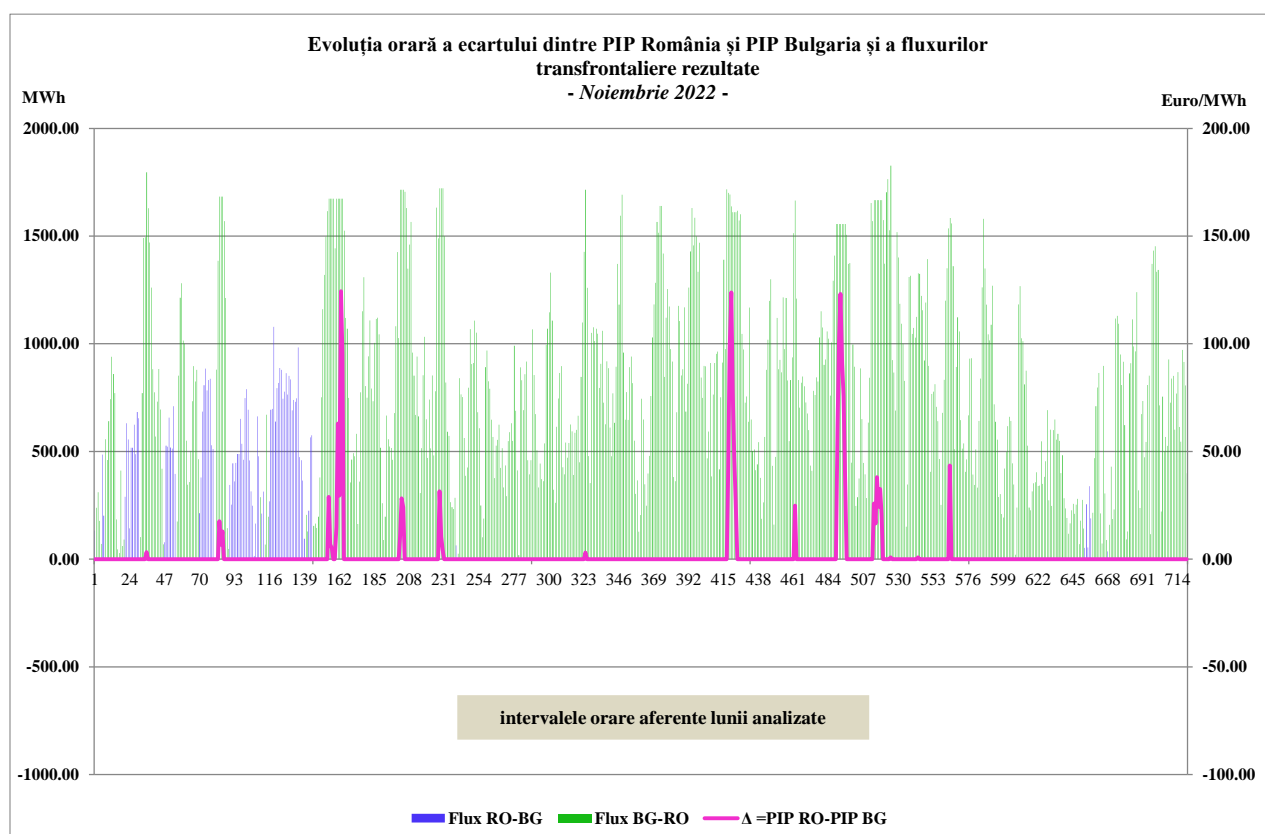


Sursa: Informații publicate pe platforma ENTSO-E - EMFIP – prelucrare CMPEE



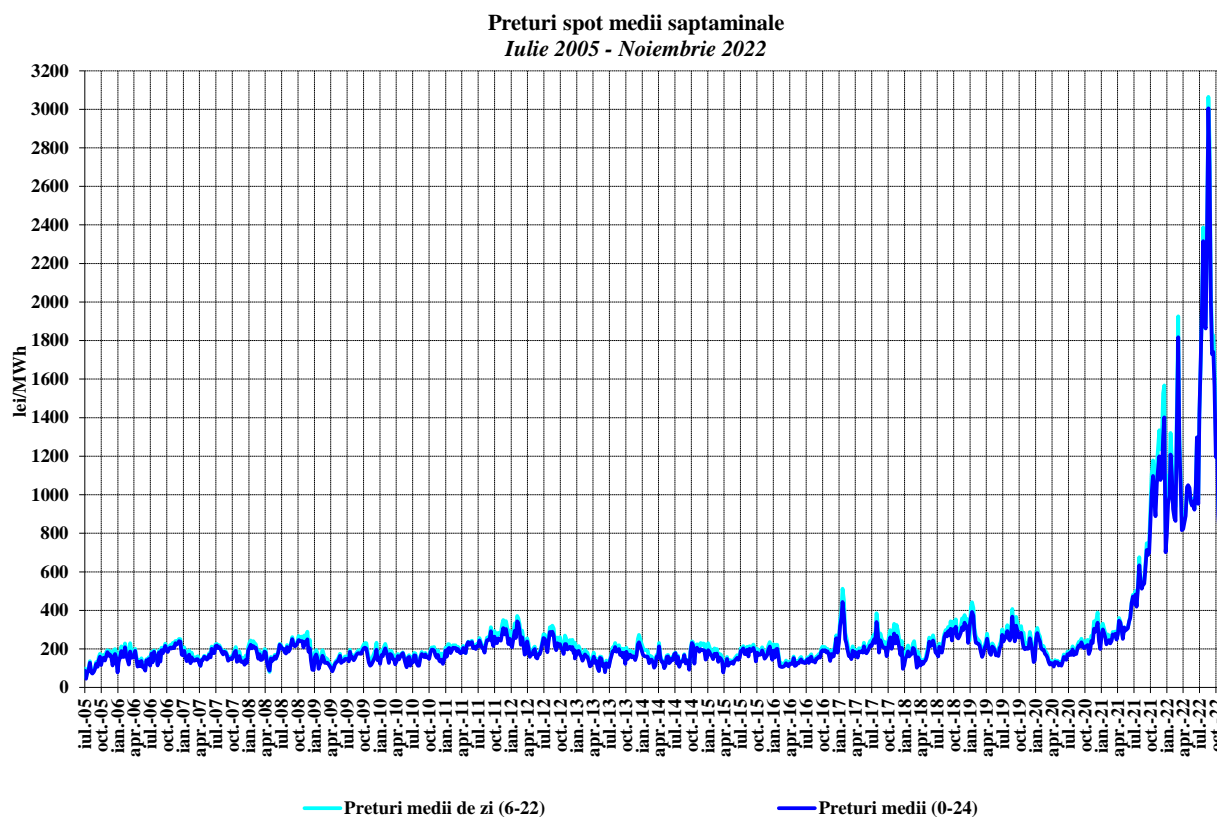
În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar pentru luna noiembrie 2022, a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe zona România-Ungaria corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții - primul grafic și diferența dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe zona România-Bulgaria corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Bulgaria pe ambele direcții - al doilea grafic.





Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE

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



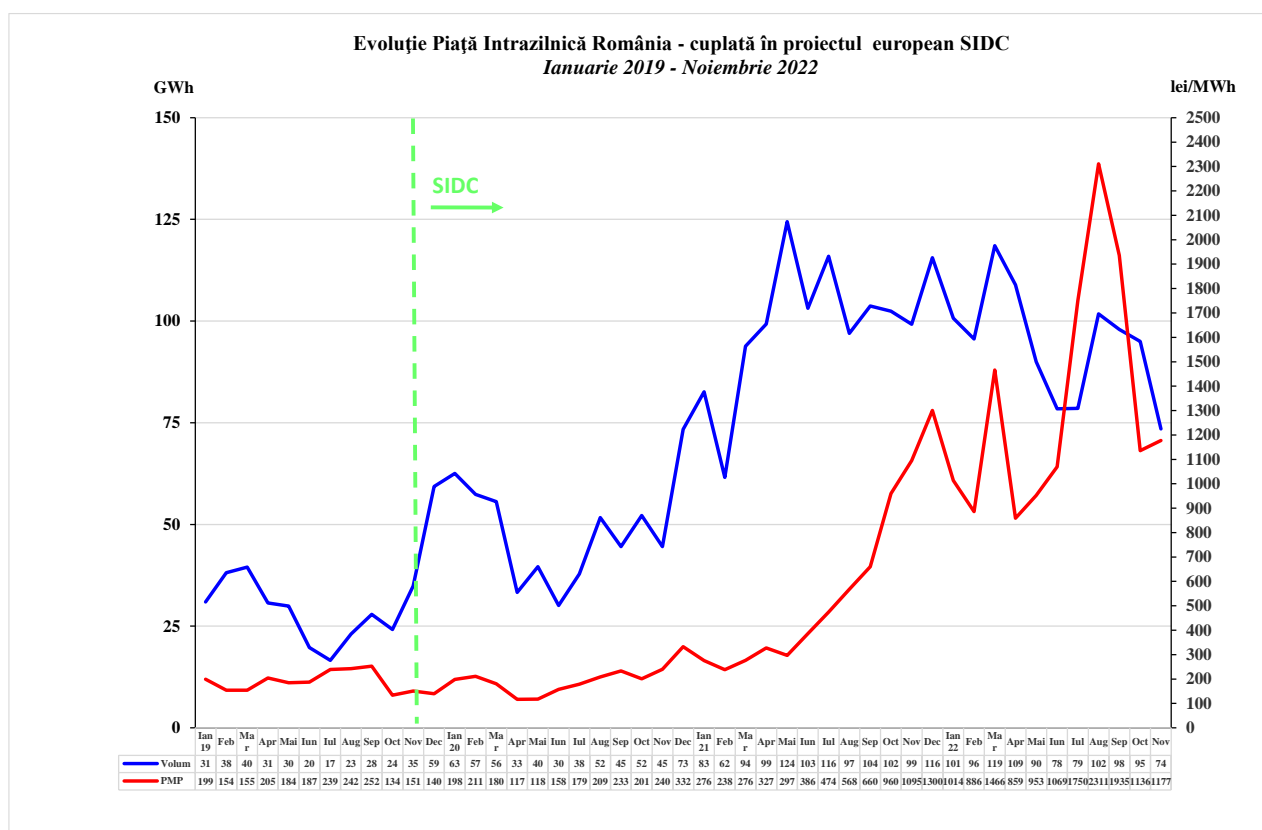
Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

După intrarea în vigoare a Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare 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 pieței intrazilnice (PI) sunt conforme cu legislația în domeniu a UE (*Regulamentul CACM*) și cu legislația secundară subsecventă aprobată prin 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) și 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).

Prin aderarea României la proiectul european SIDC (Single Intra-Day Coupling), cunoscut anterior ca XBID, de introducere a tranzacționării trans-zonale pan-europene pe orizontul intrazilnic, începând cu ora 15:00 CET a zilei de tranzacționare 19.11.2019, PI din România funcționează în regim cuplat cu piețele din alte 20 de state membre UE participante la proiect, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

În graficul următor sunt prezentate volumul tranzacționat lunar și prețul mediu ponderat pe piața intrazilnică începând cu 1 ianuarie 2019, înainte și după aderarea României la proiectul european SIDC.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE

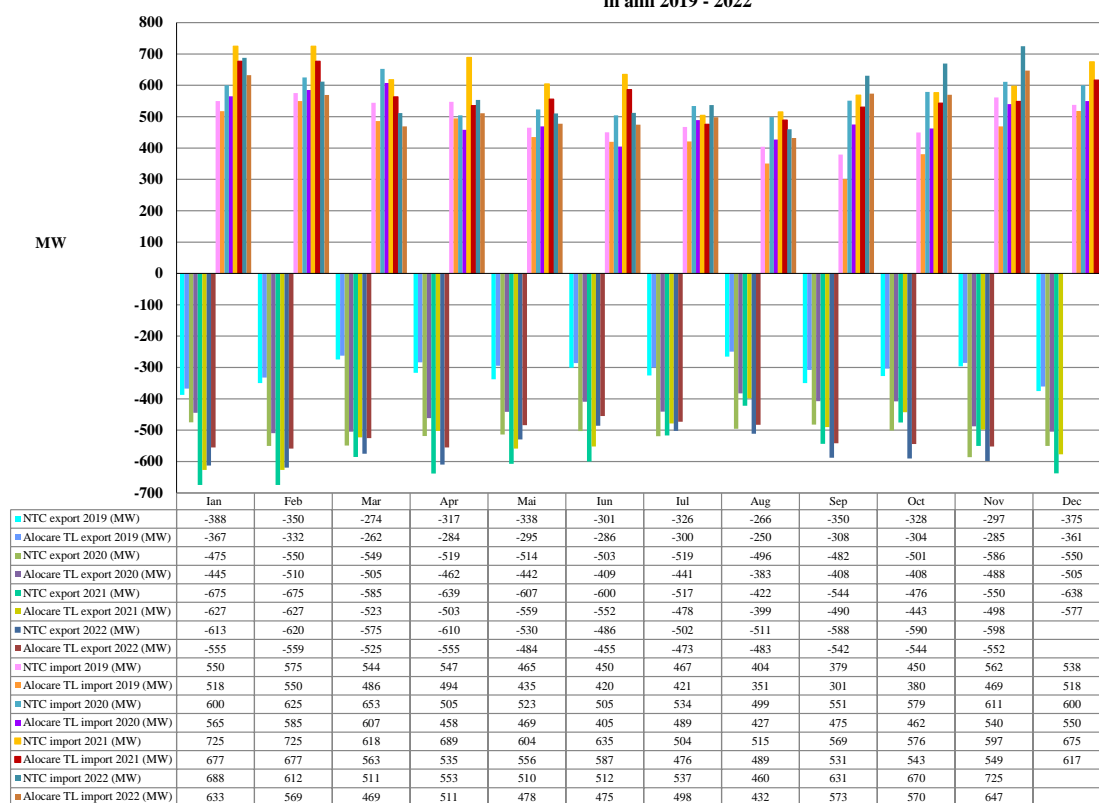
Pe granițele României cu Ungaria și Bulgaria, funcționarea în regim cuplat pe orizontul de timp intrazilnic se desfășoară prin alocare intrazilnică implicită, cu algoritm de tranzacționare prin corelare continuă, pe baza unui sistem IT comun, cu un unic modul de management al capacității, modul de transfer transfrontalier și un unic registru de ordine de tranzacționare.

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.

Pe granița cu Serbia alocarea se realizează în continuare prin licitații bilateral coordonate pentru 100% din capacitate. Licitațiile destinate alocării capacității de interconexiune pe orizonturile de timp anual, lunar și intrazilnic sunt organizate de CNTEE Transelectrica SA, iar cele zilnice 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).

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 mediu și a capacităților medii de transfer pe granițe alocate la licitațiile pe termen lung în anii 2019 - 2022



Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

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 la prețurile marginale determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizați în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre.

Începând cu data de 1 februarie 2021 au intrat în vigoare modificări referitoare la funcționarea pieței de echilibrare și la decontarea dezechilibrelor, astfel au fost introduse următoarele:

- intervalul de timp de 15 minute este interval de decontare;
- prețul unic de dezechilibru ca metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, dar și a unei metode de calcul pentru prețuri duale de dezechilibru (preț de deficit și preț de excedent), pentru intervalele de decontare în care zona de dezechilibru este aproape echilibrată și pentru care s-a apreciat că metoda prețului unic de dezechilibru nu este din punct de vedere economic cea mai eficientă metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.

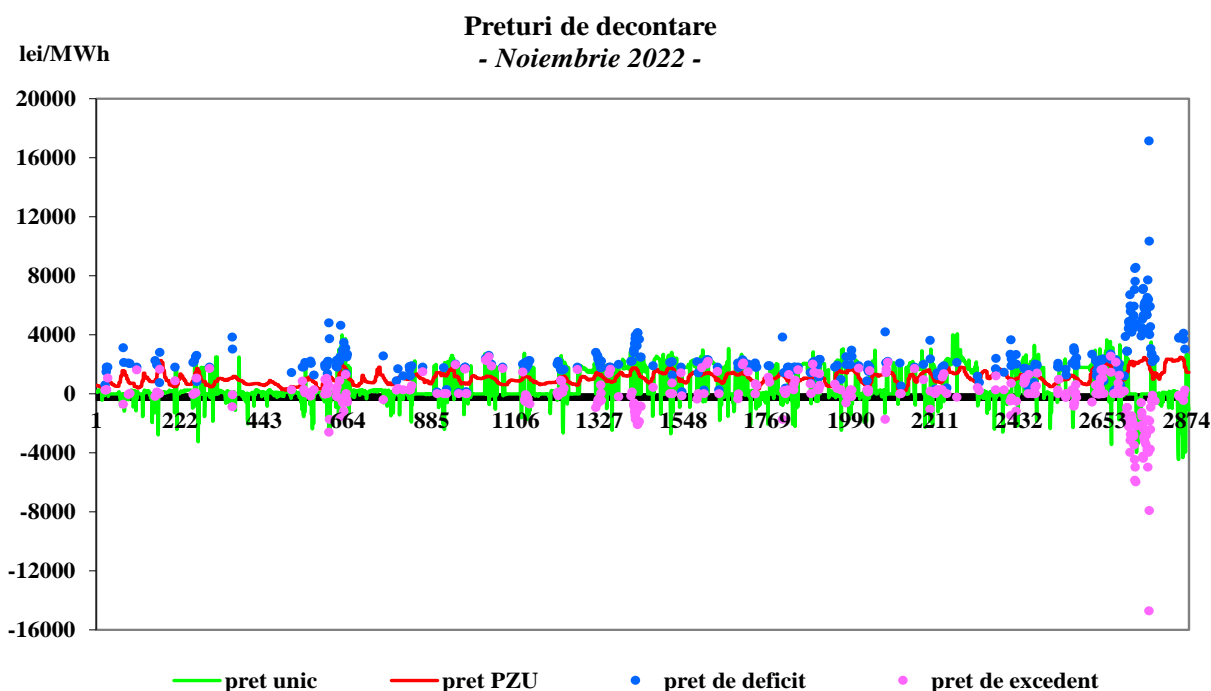
Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul unic de dezechilibru, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE), precum și a prețurilor de decontare împreună cu dezechilibrul SEN oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt aferente intervalului de decontare de 15 minute (primul grafic și al doilea grafic).

Începând cu luna februarie 2021, pentru a se asigura comparabilitatea informațiilor pe perioade mai mari de timp, în intervalele în care s-a aplicat pentru decontare prețul unic de dezechilibru valorile acestuia au fost atribuite atât prețului de excedent cât și celui de deficit.

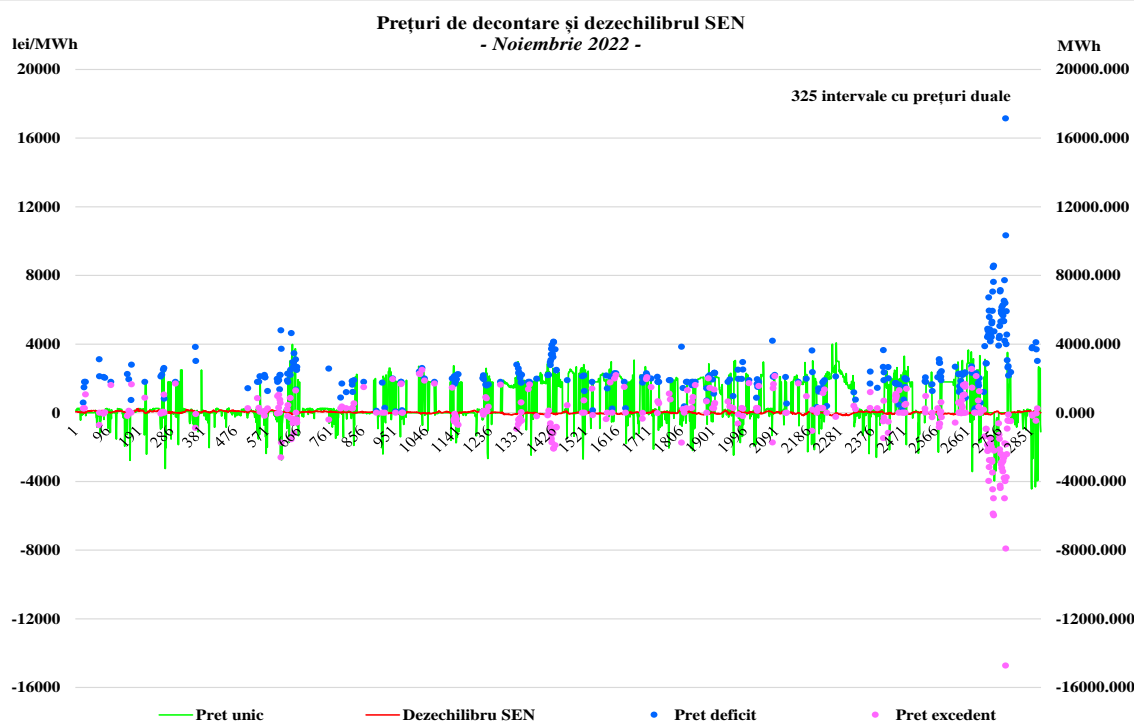
Valorile prețurilor pe intervale de decontare pentru deficit și excedent au fost utilizate pentru prezentarea evoluției pe fiecare interval de decontare a prețurilor medii lunare comparativ cu consumul intern brut în luna curentă (al treilea grafic), precum și a evoluției prețurilor medii lunare realizate pe PE comparativ cu PIP PZU (ultimul grafic).

Valorile orare ale PIP PZU au fost prezentate comparativ cu prețurile înregistrate pe PE ca valori medii orare rezultate prin ponderarea volumelor aferente dezechilibrului SEN cu prețul unic de dezechilibru sau cu prețurile duale de dezechilibru, după caz (al patrulea grafic).

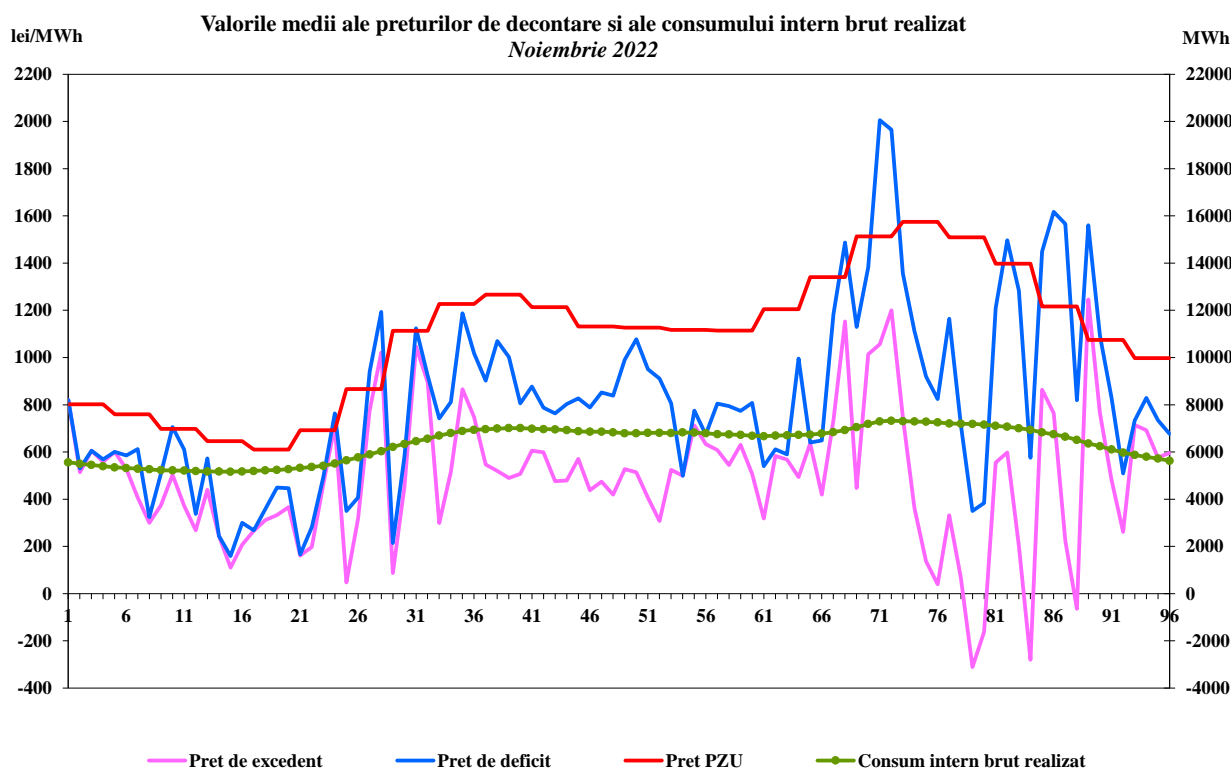
În luna noiembrie 2022, au fost calculate prețuri duale de dezechilibru pentru 325 intervale de decontare, în toate celelalte intervale de decontare valoarea prețului unic de dezechilibru fiind diferită de zero..



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



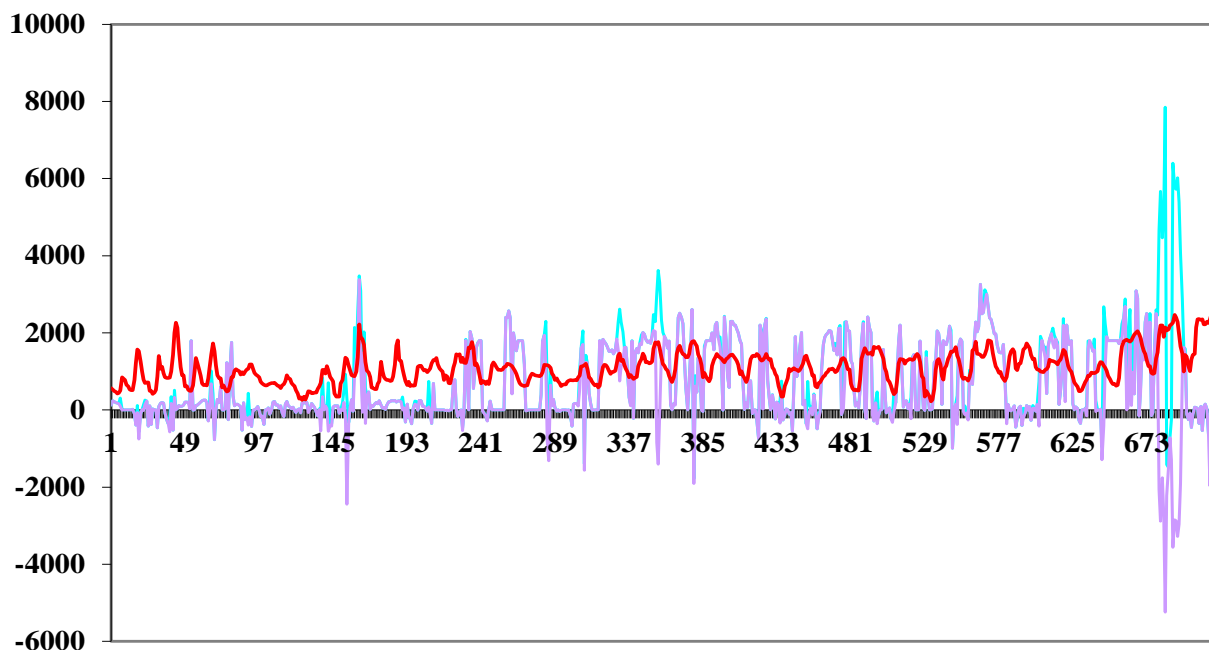
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE

### Preturi orare rezultate pe PE și PIP PZU luna Noiembrie 2022

lei/MWh

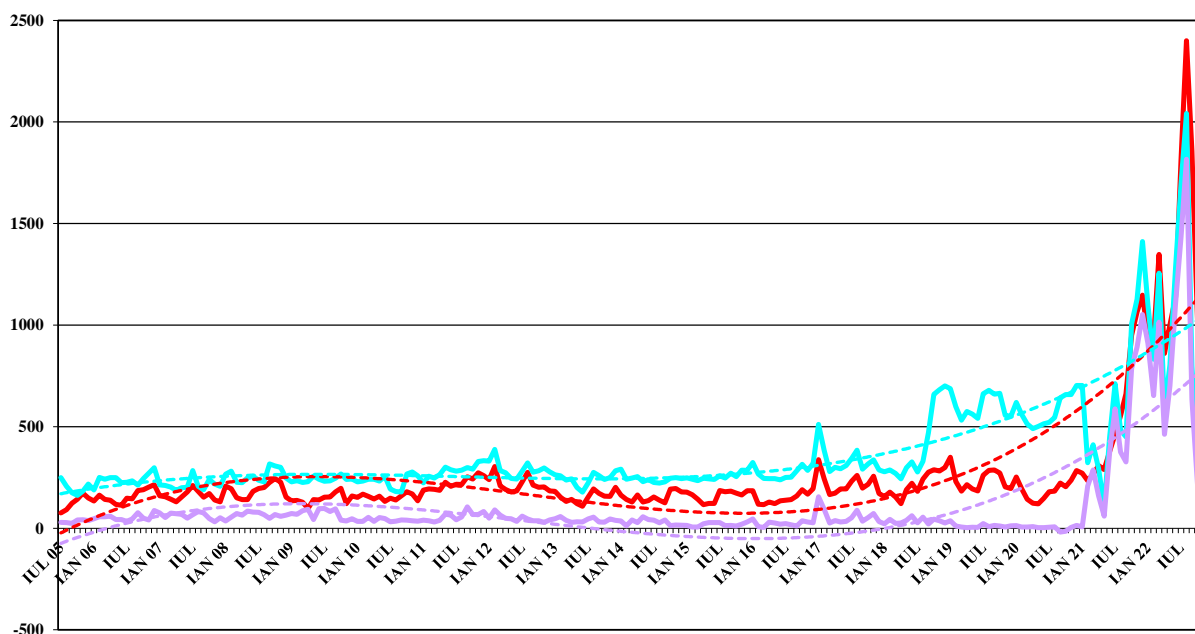


— pret de deficit      — pret de excedent      — pret PZU

Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE

### Preturi medii lunare inregistrate pe PZU si PE Iulie 2005 - Noiembrie 2022

lei/MWh

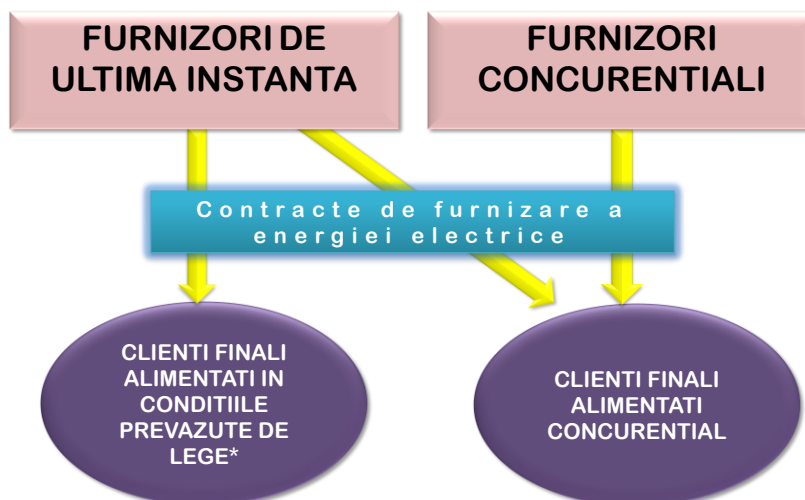


— Pret mediu pe PZU      — Pret mediu de deficit      — Pret mediu de excedent  
- - - Poly. (Pret mediu pe PZU)      - - - Poly. (Pret mediu de deficit)      - - - Poly. (Pret mediu de excedent)

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

### III. PIAȚA CU AMĂNUNTUL DE ENERGIE ELECTRICĂ

#### 1. Structura schematică a pieței cu amănuntul de energie electrică

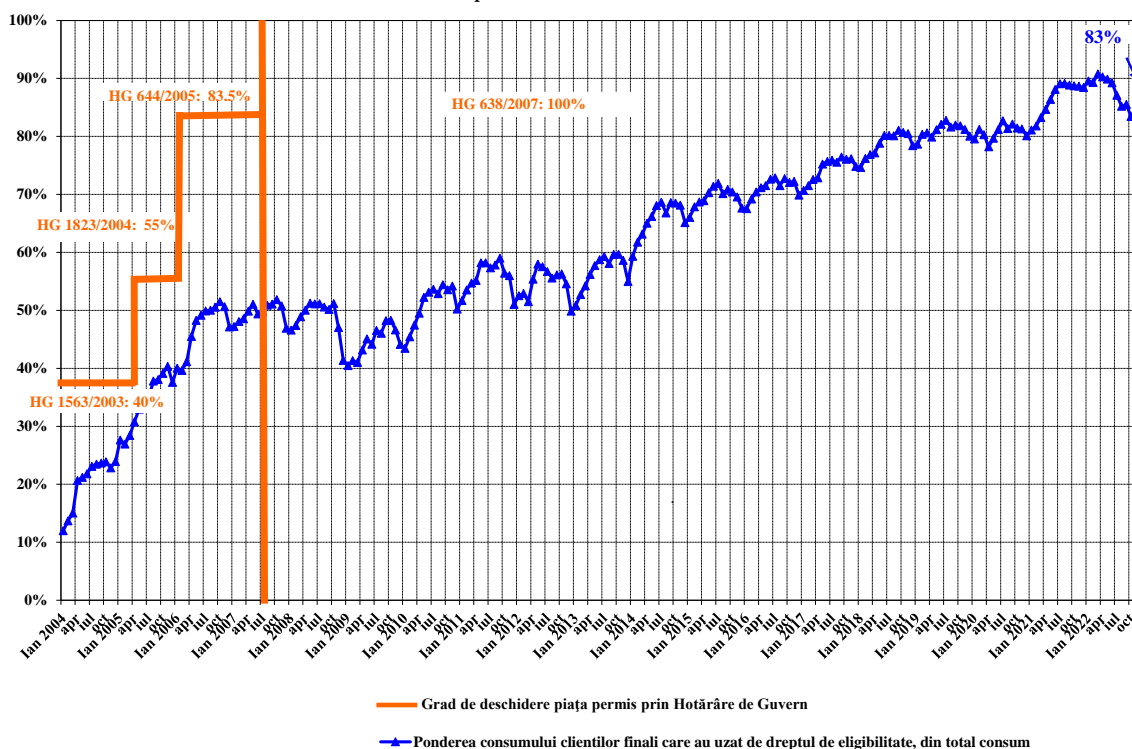


\* conform art.53 alin.(2) și art.55 alin.(1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare

#### 2. Gradul de deschidere a pieței de energie electrică

În perioada ianuarie 2004 – noiembrie 2022, consumul clienților finali care și-au schimbat furnizorul sau și-au negociat pe baze concurențiale 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 2022

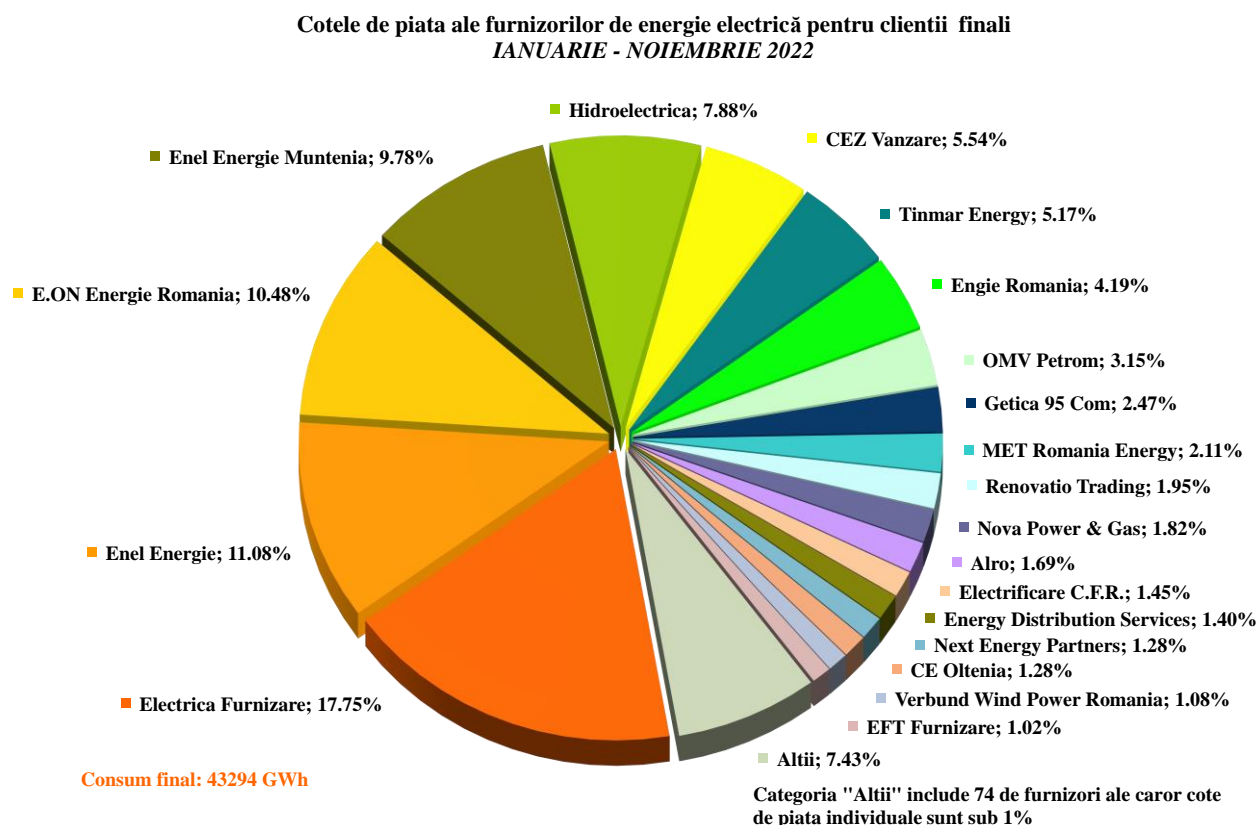


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

### 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:

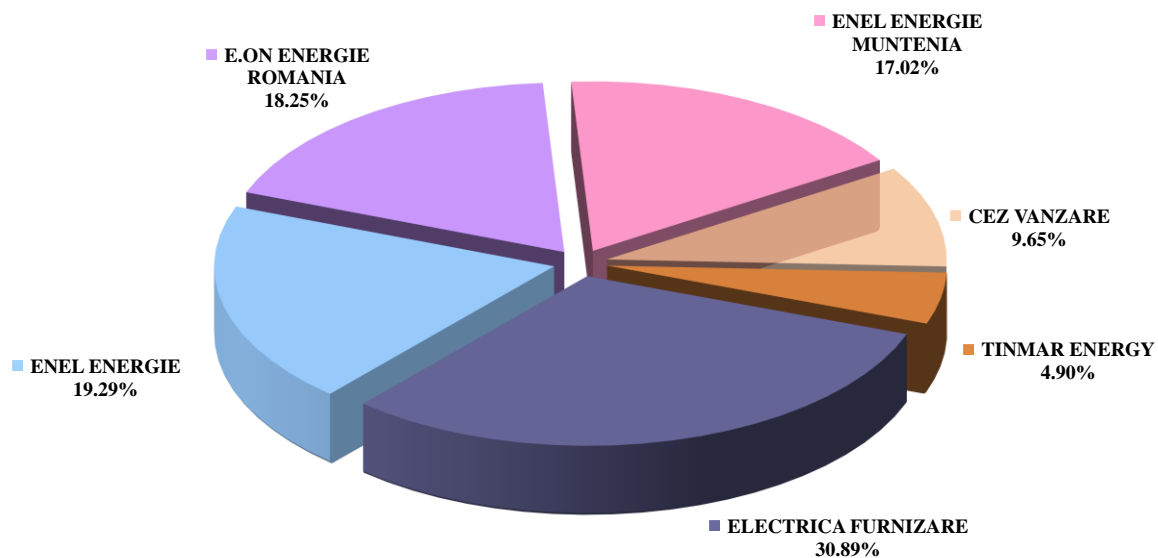
- a) pentru toți titularii de licență monitorizați activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali și furnizorii de ultimă instanță) în funcție de energia electrică furnizată tuturor clienților casnici și noncasnici în regim SU, UI și regim concurențial;



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

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

Cote de piață ale FUI în funcție de energia electrică furnizată clienților în regim concurențial, SU și UI  
IANUARIE - NOIEMBRIE 2022

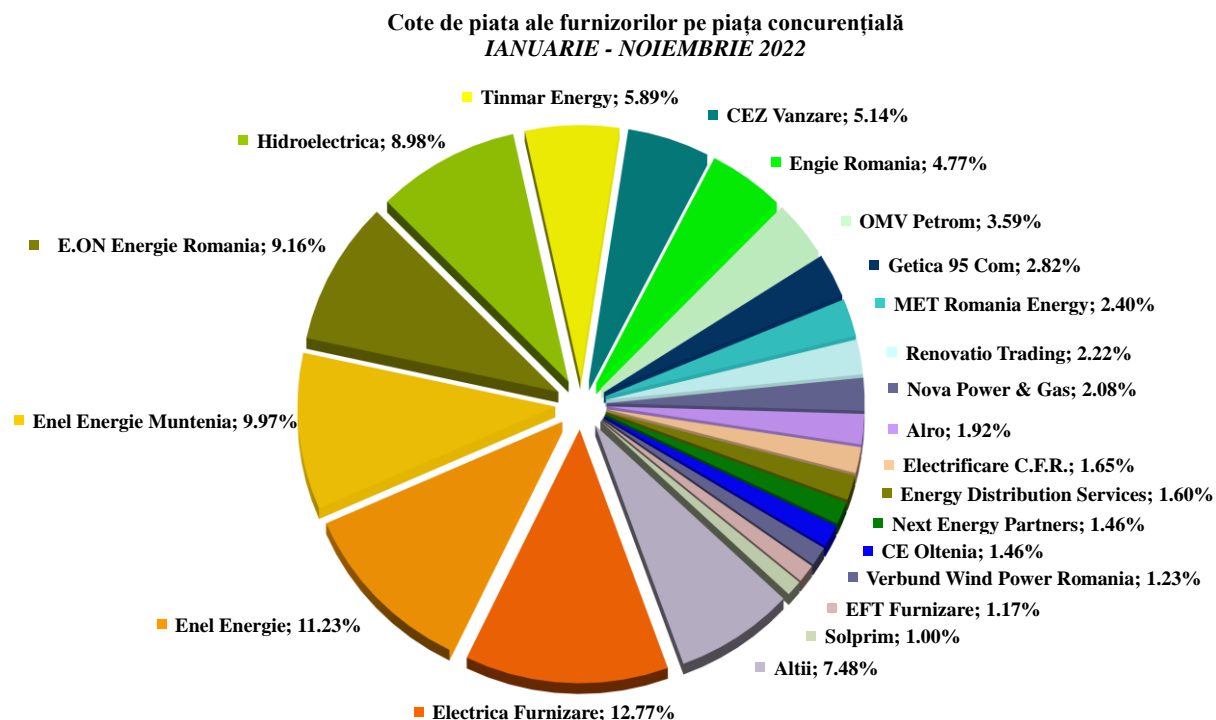


Consum final clienți alimentați în regim concurențial, SU și UI : 24869 GWh

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

Notă: din luna mai 2022 Tinmar Energy nu mai activează pe piață în calitate de FUI, având activitate doar ca furnizor concurențial, în consecință cota sa de piață corespunde doar primelor 4 luni din 2022

c) pentru toți titularii de licență monitorizați activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali și furnizori de ultimă instanță), în funcție de energia electrică furnizată în regim concurențial clienților casnici și noncasnici.



Consum clienti alimentati in regim concurențial: 37967 GWh  
Indicatori concentrare piata:  
HHI - 693; C3 - 34%; C1 - 13%

Categoria "Altii" include 73 de furnizori ale caror cote de piata individuale sunt sub 1%

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

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.

#### 4. Indicatori de concentrare pe piața cu amănuntul de energie electrică

Structura pe tranșe de consum pe categoriile de clienți finali este în conformitate cu intervalele de consum anual prevăzute pentru fiecare tranșă în Regulamentul (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului:

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	

Valorile indicatorilor de structură pe PAM și numărul furnizorilor activi în luna noiembrie 2022 calculați pentru fiecare tranșă de consum sunt prezentate în tabelele următoare:

Indicatori -Noiembrie 2022	Tranșe de consum clienți noncasnici							Total
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	
C1 - % -	29	25	19	11	13	19	25	11
C3 - % -	73	64	47	30	29	47	42	33
HHI	2161	1718	1066	614	659	1114	1056	638
Consum - GWh -	284	541	229	547	311	146	602	2660
NR. FURNIZORI	60	63	50	51	24	14	20	81
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	4	1	3	5
nr. furnizori concurențiali	35	35	27	32	11	9	9	49
nr. producători	20	23	18	14	9	4	8	27

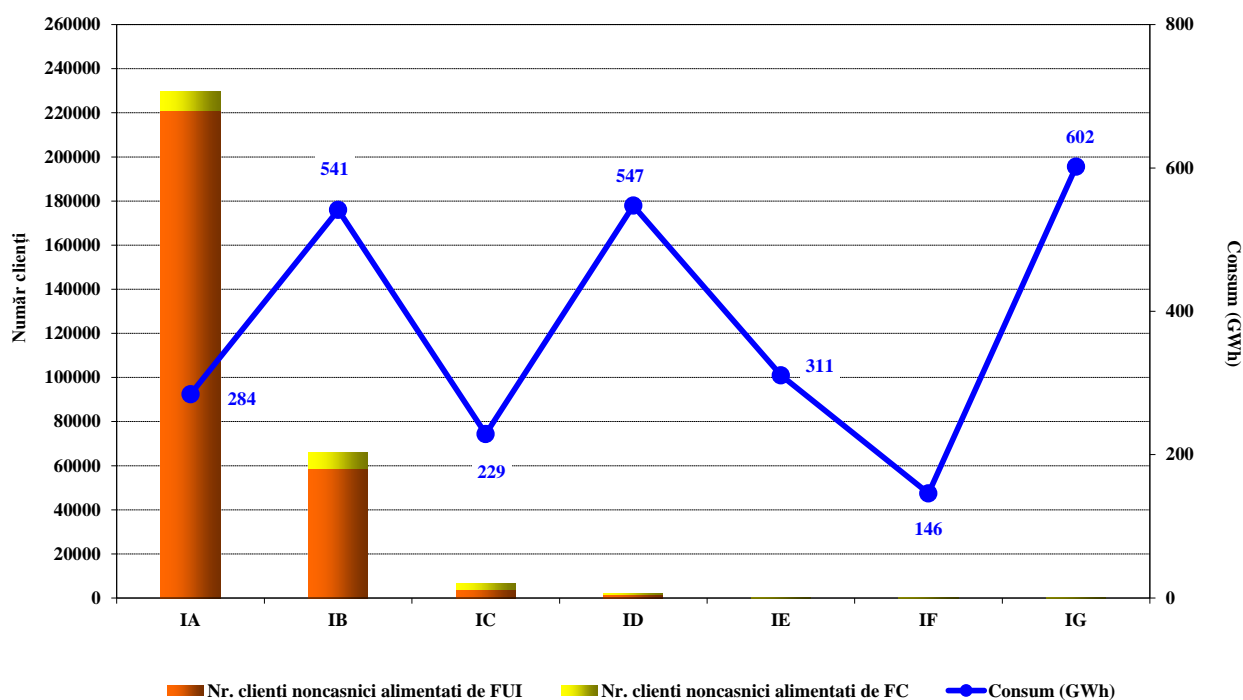
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Indicatori -Noiembrie 2022	Tranșe de consum clienți casnici					Total
	DA	DB	DC	DD	DE	
C1 - % -	31	36	39	33	42	35
C3 - % -	73	70	66	71	85	66
HHI	2250	2160	2215	2091	2759	2038
Consum - GWh -	194	418	268	141	52	1073
NR. FURNIZORI	29	30	29	26	27	35
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	18	19	18	16	16	22
nr. producători	6	6	6	5	6	8

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

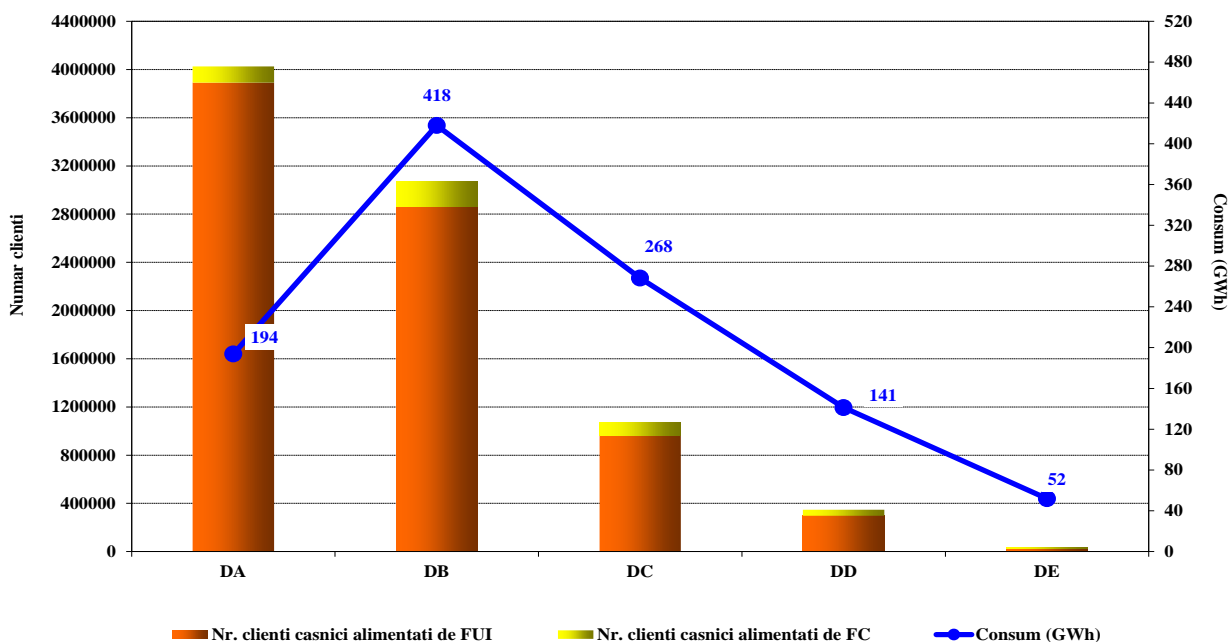
Încadrarea clienților în tranșe de consum s-a realizat pe baza prognozei anuale de consum a acestora. Graficele următoare prezintă numărul clienților casnici și cel al clienților noncasnici cărora li se furnizează energie electrică pe PAM, structurați pe tranșe de consum și pe categorii de clienți finali pentru luna noiembrie 2022.

Numărul clienților noncasnici și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor - NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

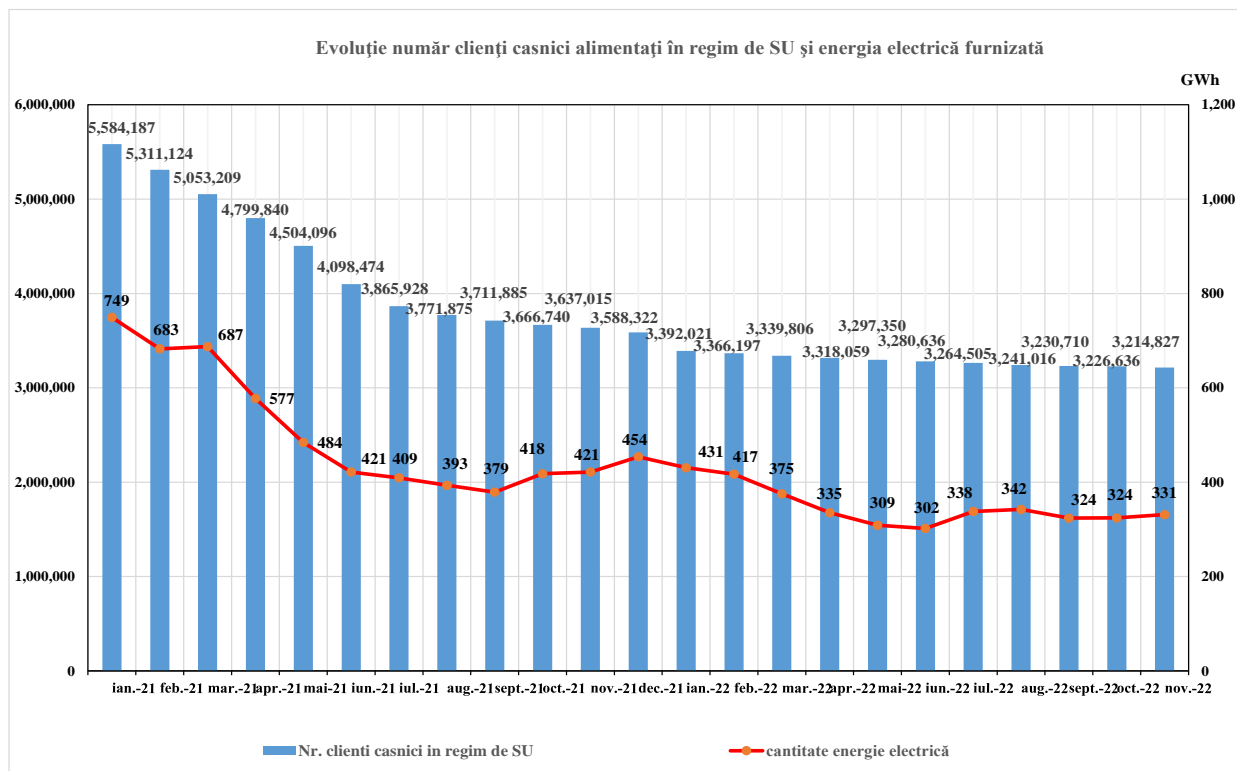
Numărul clienților casnici și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor  
- NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

### 5. Evoluție număr clienți finali alimentați în regim de SU

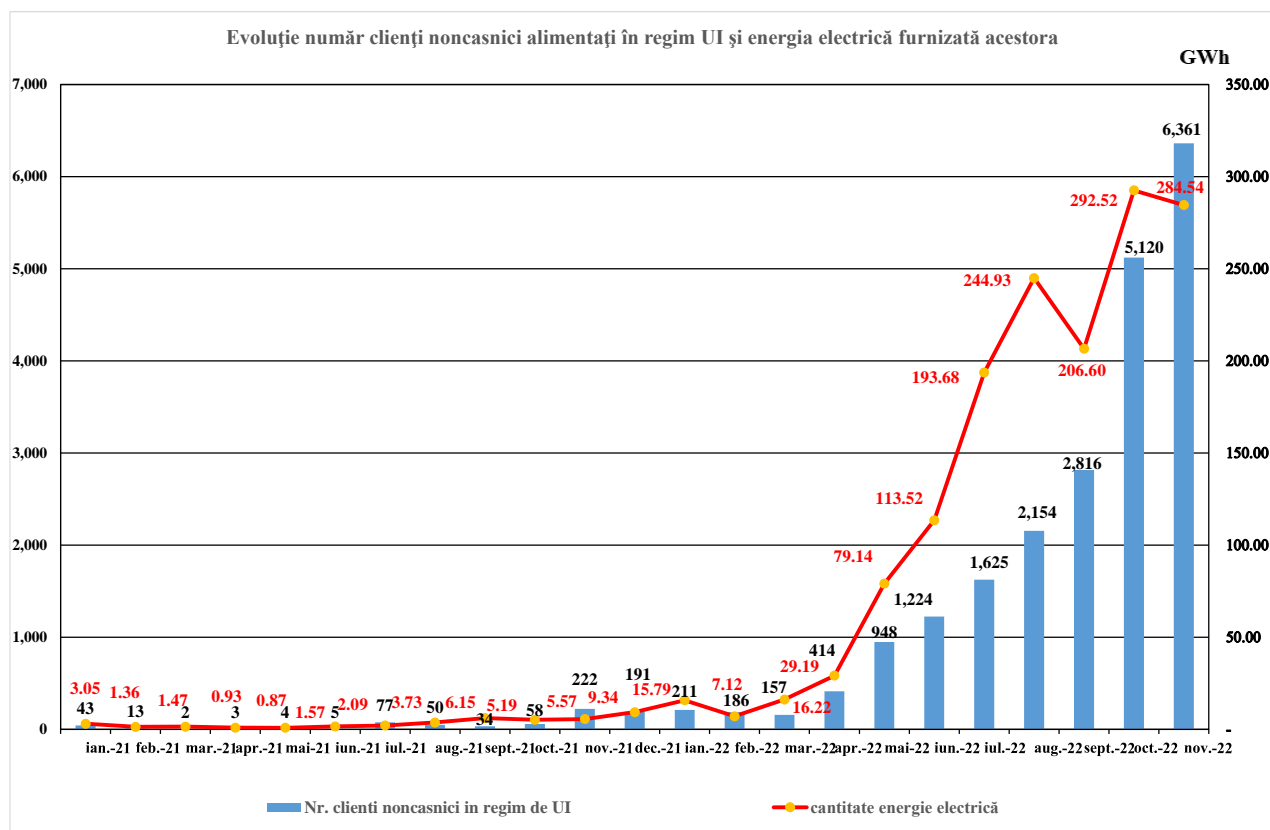
Evoluția numărului de clienți finali alimentați în regim de SU și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada ianuarie 2021 – noiembrie 2022 sunt prezentate în graficele următoare:



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

## 6. Evoluție număr clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI

Evoluția numărului de clienți finali noncasnici alimentați în regim de UI și energia electrică furnizată acestora de FUI în perioada ianuarie 2021 – noiembrie 2022 este prezentată în graficul următor:



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

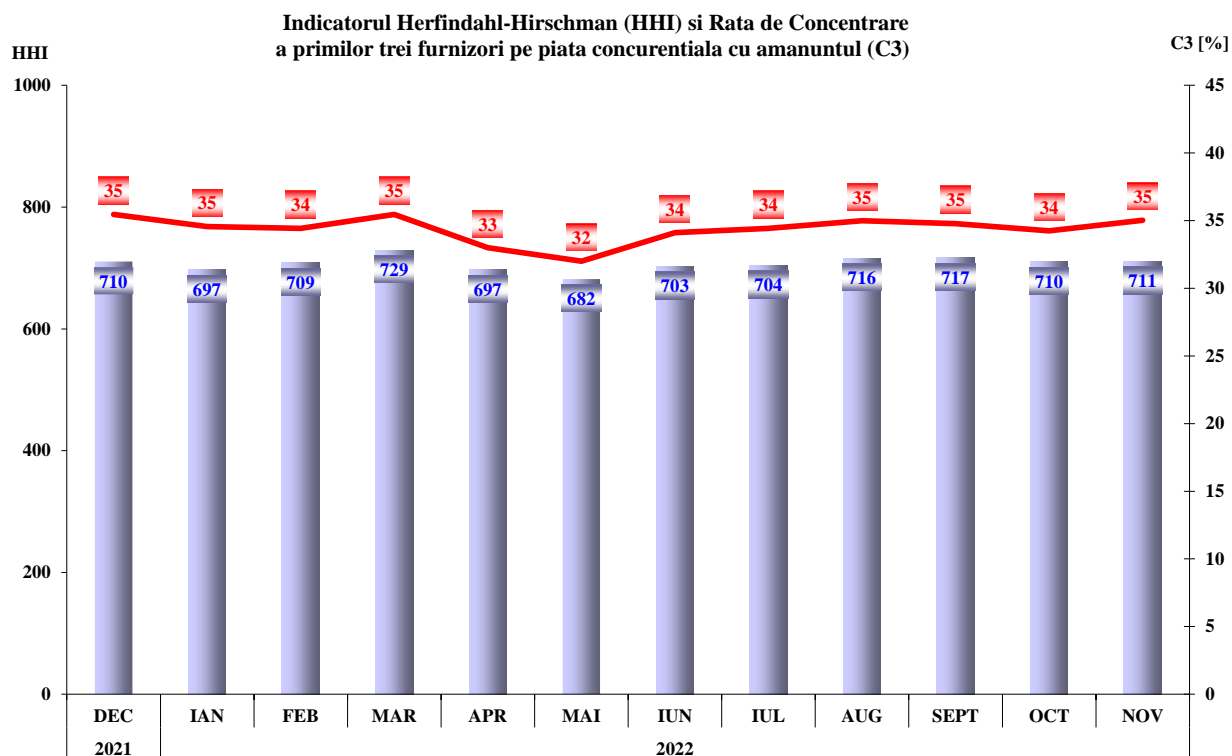
## 7. Indicatori de concentrare pentru piața concurențială cu amănuntul de energie electrică

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. Tabelul următor cuprinde numărul furnizorilor ce activează pe PAM, structurat în funcție de dimensiunea activității desfășurate pe această piață în luna noiembrie 2022.

Numărul furnizorilor	Ponderea vânzărilor la clienții finali din totalul tranzacțiilor de vânzare			
	100%	75% - 100%	50% - 75%	<50%
<b>Concurențiali</b>	12	11	6	20
<b>De ultimă instanță</b>	0	5	0	0

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Evoluția lunară a indicatorilor de concentrare (C3, HHI) determinați pe ansamblul PAM concurențiale este ilustrată în figura următoare pentru decembrie 2021 - noiembrie 2022.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

În tabelele următoare sunt prezentate valorile indicatorilor de structură ale componentei concurențiale a PAM și numărul furnizorilor activi în luna noiembrie 2022 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 casnici:

Indicatori - Noiembrie 2022	Tranșe de consum clienți noncasnici							Total
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	
C1 - % -	24	23	16	11	13	19	25	12
C3 - % -	69	61	42	30	31	47	43	30
HHI	1952	1564	937	602	705	1114	1071	569
Consum - GWh -	201	415	199	525	293	146	597	2376
NR. FURNIZORI	60	63	50	51	24	14	19	81
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	4	1	2	5
nr. furnizori concurențiali	35	35	27	32	11	9	9	49
nr. producători	20	23	18	14	9	4	8	27

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

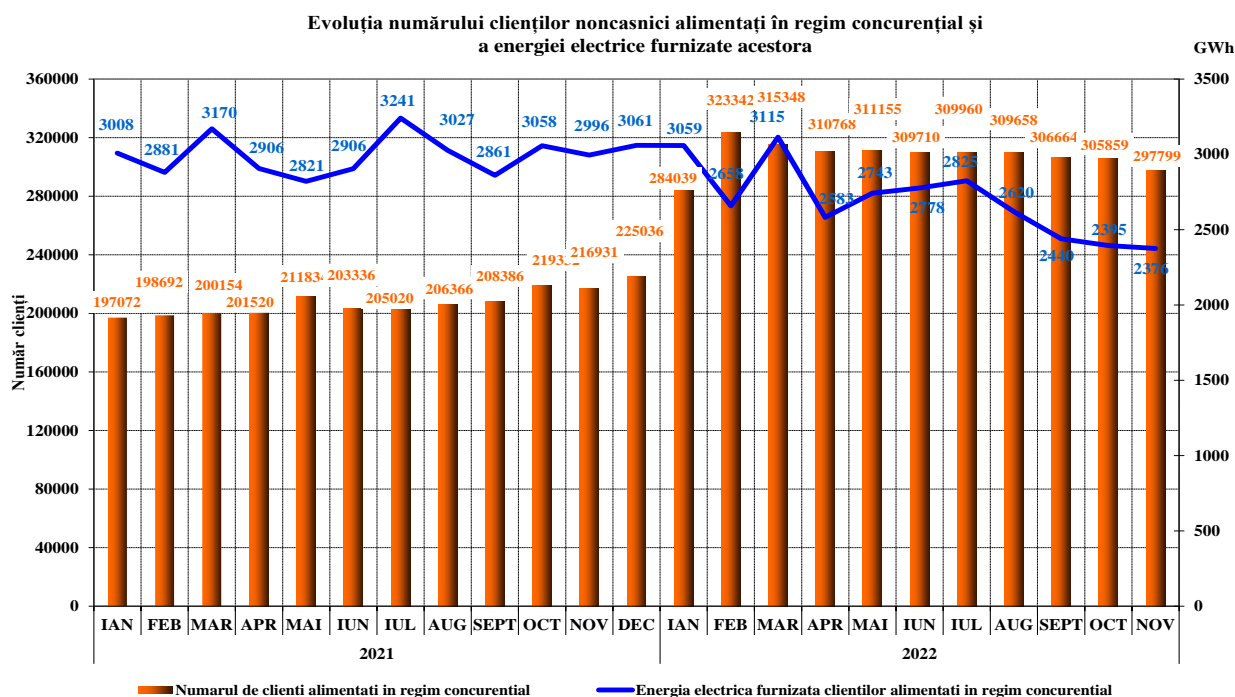
Indicatori - Noiembrie 2022	Tranșe de consum clienți casnici					Total
	DA	DB	DC	DD	DE	
C1 - % -	37	26	25	28	49	24
C3 - % -	76	66	63	69	85	63
HHI	2400	1833	1746	1929	3183	1726
Consum - GWh -	120	277	191	108	45	741
NR. FURNIZORI	29	30	29	26	27	35
nr. furnizori de ultimă instanță	5	5	5	5	5	5
nr. furnizori concurențiali	18	19	18	16	16	22
nr. producători	6	6	6	5	6	8

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

### 8. Evoluție număr clienți finali alimentați în regim concurențial

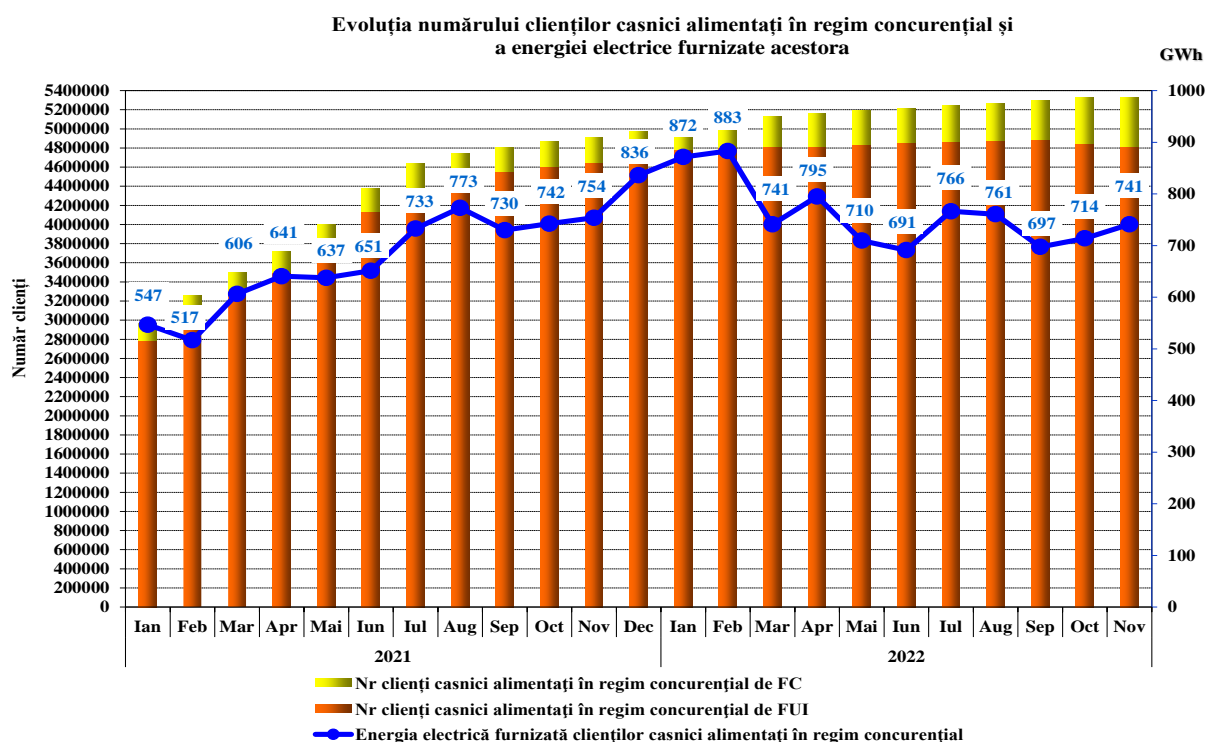
În graficele și tabelele următoare, în categoria furnizori concurențiali (FC) sunt cuprinși și producătorii cu licență de furnizare a energiei electrice.

Evoluția numărului de clienți noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora sunt prezentate mai jos:



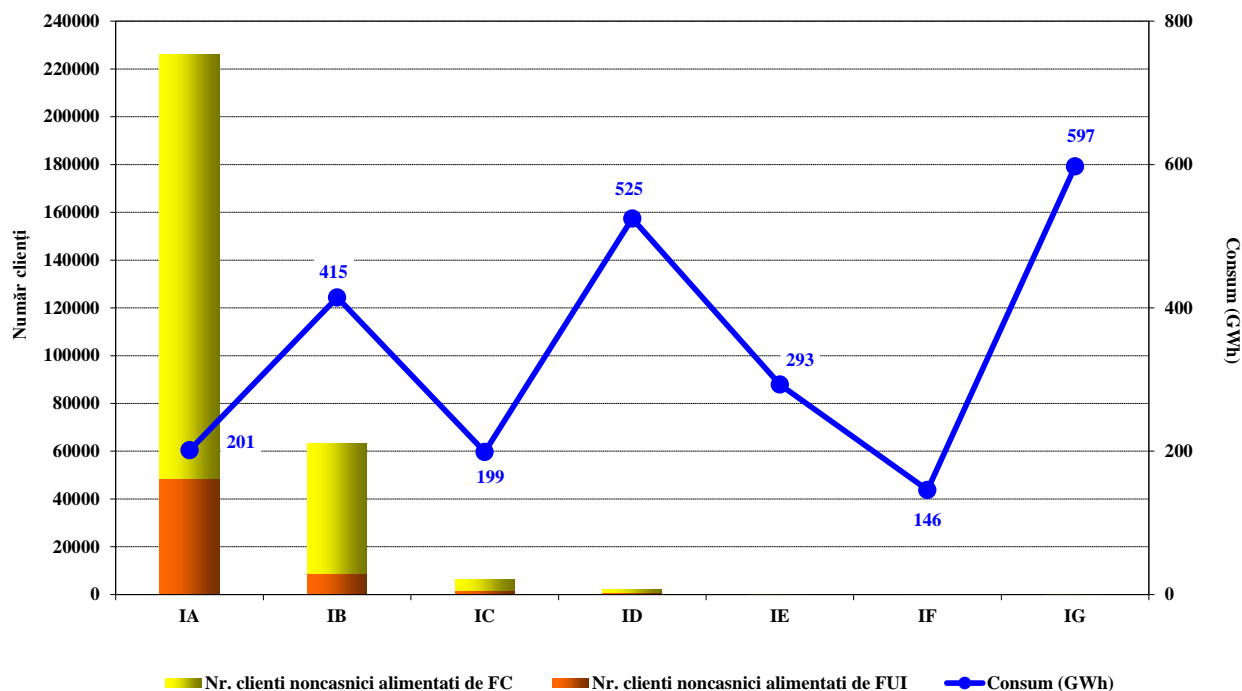
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Evoluția numărului de clienți casnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice aferente pentru perioada ianuarie 2021 – noiembrie 2022, sunt prezentate în graficul următor:



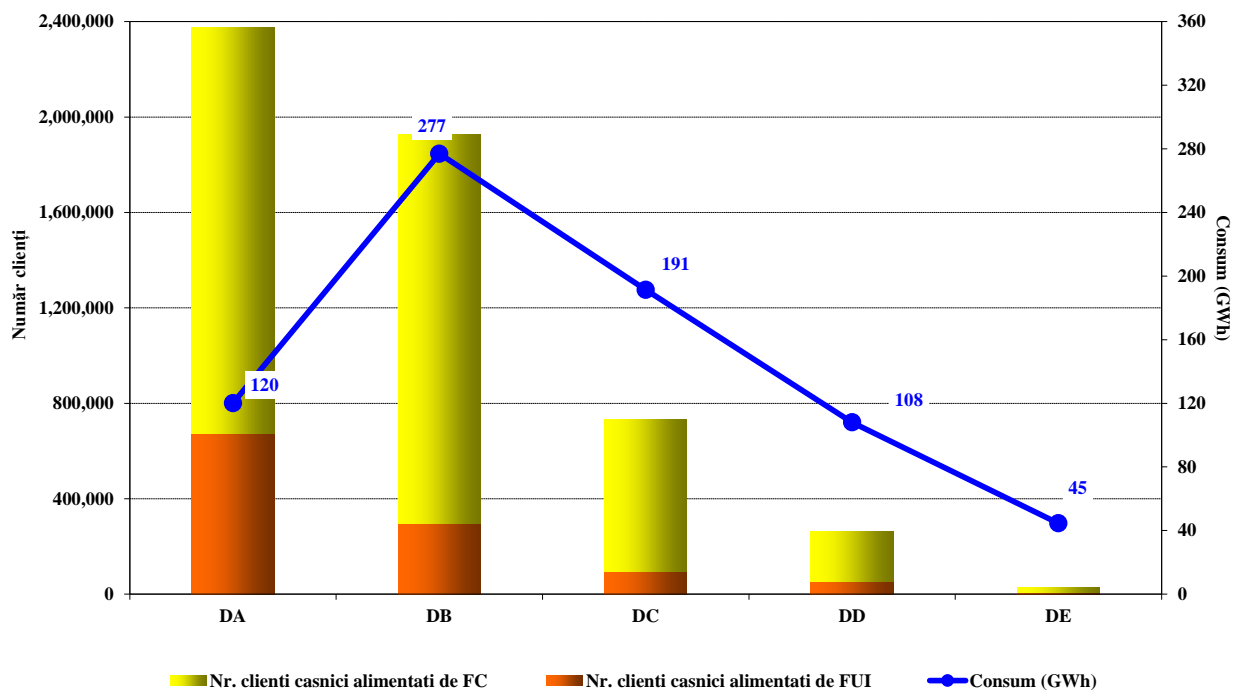
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Numărul clienților noncasnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor  
- NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Numărul clienților casnici alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe tranșe de consum și tip furnizor  
- NOIEMBRIE 2022 -



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

## 9. Prețuri medii de vânzare la clienții finali

Prețul mediu de vânzare corespunzător fiecărei tranșe de consum s-a determinat ca medie ponderată a prețurilor din contractele de furnizare încheiate cu clienții finali încadrați pe respectiva tranșă de consum cu cantitățile furnizate acestora. Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe, dar includ toate serviciile de rețea aferente (tarife transport, servicii sistem, distribuție, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare).

Prețurile medii de vânzare și consumul clienților finali noncasnici pe PAM din luna noiembrie 2022 sunt prezentate agregat pe tranșe de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

Tranșă de consum/ UM	PAM, din care		UI		Concurențial	
	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
IA	284,36	1.955,61	82,97	1.355,81	201,39	2.202,71
IB	541,47	1.895,18	126,97	2.018,80	414,51	1.857,31
IC	228,77	1.699,09	29,73	1.351,40	199,04	1.751,03
ID	547,43	1.348,66	22,76	1.375,58	524,67	1.347,49
IE	310,62	1.040,81	17,66	1.179,80	292,96	1.032,43
IF	146,00	1.008,98			146,00	1.008,98
IG	601,70	810,86	4,45	1.373,81	597,25	806,67

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Note:

- datele aferente UI reflectă atât situația clienților intrați în regim UI (preluată automat sau la cerere) în luna de raportare cât și a celor intrați anterior dar care au rămas în acest regim, la nivelul tuturor furnizorilor de ultimă instanță (indiferent dacă au fost nominalizați pentru luna de raportare), prețurile medii ponderate pe tranșe de consum incluzând informația de preț UI din luna de intrare în acest regim;
- în luna octombrie 2022 prețurile aplicate clienților în regim UI au respectat prevederile art. 18 alin (3) lit c din Ordinul ANRE nr. 91/2022 privind aprobarea Regulamentului privind furnizarea de ultimă instanță a energiei electrice;

Prețurile medii de vânzare și consumul clienților casnici pe PAM din luna noiembrie 2022 sunt prezentate agregat pe tranșă de consum și regimuri de furnizare în tabelul următor:

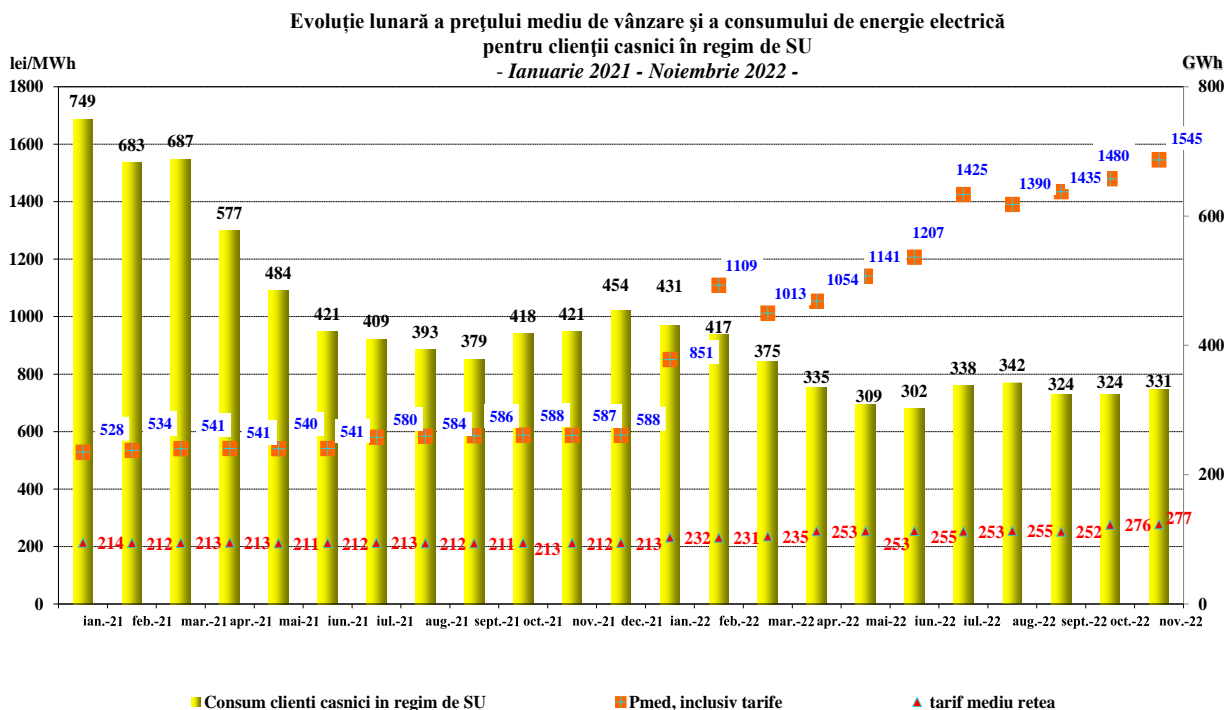
Tranșă de consum/ UM	PAM, din care		SU		UI		Concurențial	
	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare	Consum	Preț mediu vânzare
	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh	GWh	lei/MWh
DA	193,78	1.490,58	73,26	1.588,80	0,42	1.163,29	120,10	1.431,81
DB	417,94	1.405,08	140,80	1.548,06	0,18	1.725,00	276,96	1.332,18
DC	268,19	1.401,90	76,75	1.520,79	0,08	1.450,34	191,36	1.354,20
DD	141,19	1.390,00	33,12	1.502,28	0,05	1.400,56	108,01	1.355,56
DE	51,86	1.158,12	7,22	1.480,70	0,09	1.373,56	44,55	1.105,39

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor clienților finali – prelucrare CMPEE

Note:

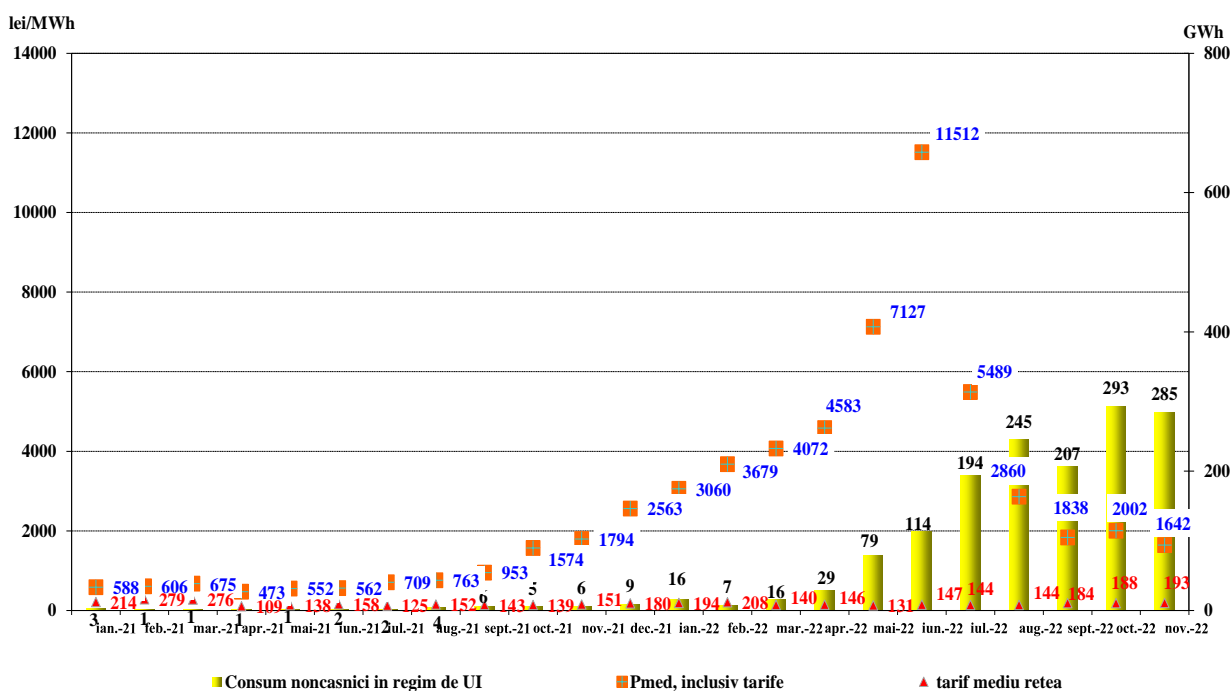
- datele aferente UI reflectă atât situația clienților intrați în regim UI (preluată automat sau la cerere) în luna de raportare cât și a celor intrați anterior dar care au rămas în acest regim, la nivelul tuturor furnizorilor de ultimă instanță (indiferent dacă au fost nominalizați pentru luna de raportare), prețurile medii ponderate pe tranșe de consum incluzând informația de preț UI din luna de intrare în acest regim;
- în luna noiembrie 2022 prețurile aplicate clienților în regim UI au respectat prevederile art. 18 alin (3) lit c din Ordinul ANRE nr. 91/2022 privind aprobarea Regulamentului privind furnizarea de ultimă instanță a energiei electrice;

Evoluția lunară a cantităților de energie electrică furnizate de FUI clienților finali alimentați în regim de SU și UI, a prețurilor medii de vânzare a energiei electrice și a tarifelor medii de rețea este prezentată în graficele următoare:



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

**Evoluție lunară a prețului mediu vânzare și a consumului de energie electrică pentru clienții noncasnici în regim UI**  
- Ianuarie 2021 - Noiembrie 2022 -



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

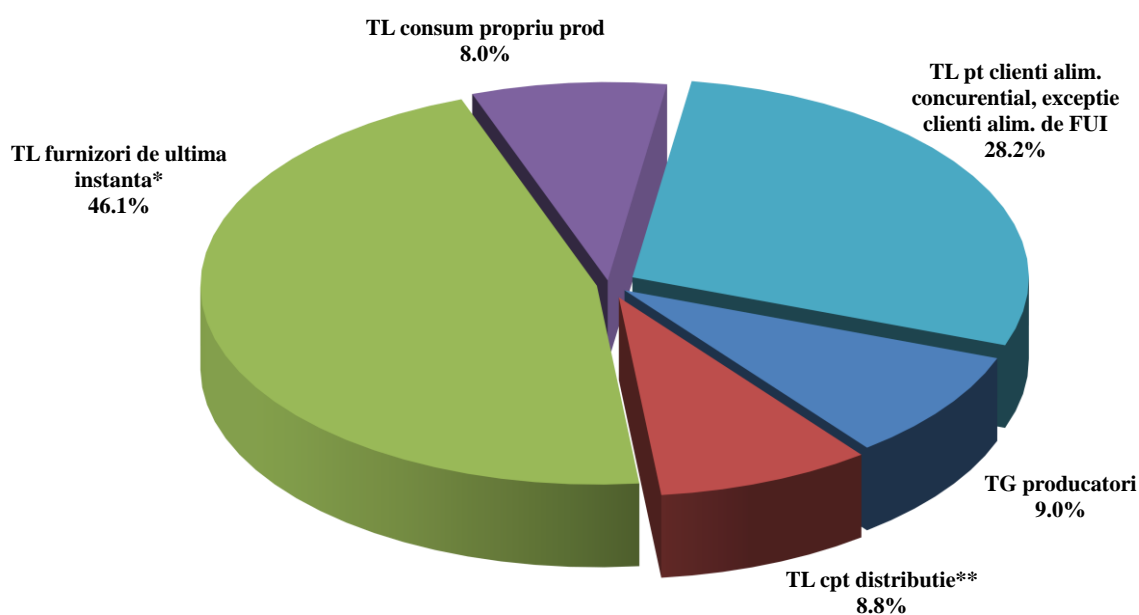
#### IV. OPERATORUL DE TRANSPORT ȘI SISTEM CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

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

Conform cadrului de reglementare în vigoare, pentru energia electrică introdusă/extrasă în/din rețeaua electrică de transport prin intermediul tranzacțiilor de import/export nu se percep tarife de transport. Începând cu 1 ianuarie 2020, energia electrică aferentă locurilor de consum proprii ale OTS (servicii interne în stațiile RET) altele decât consumul propriu tehnologic al rețelelor, se realizează în regim de autofurnizare.

În graficul următor este prezentată structura veniturilor obținute în luna noiembrie 2022, în urma prestării serviciului de transport al energiei electrice.

Structura veniturilor CNTEE Transelectrica SA din prestarea serviciilor de transport  
- Noiembrie 2022 -



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

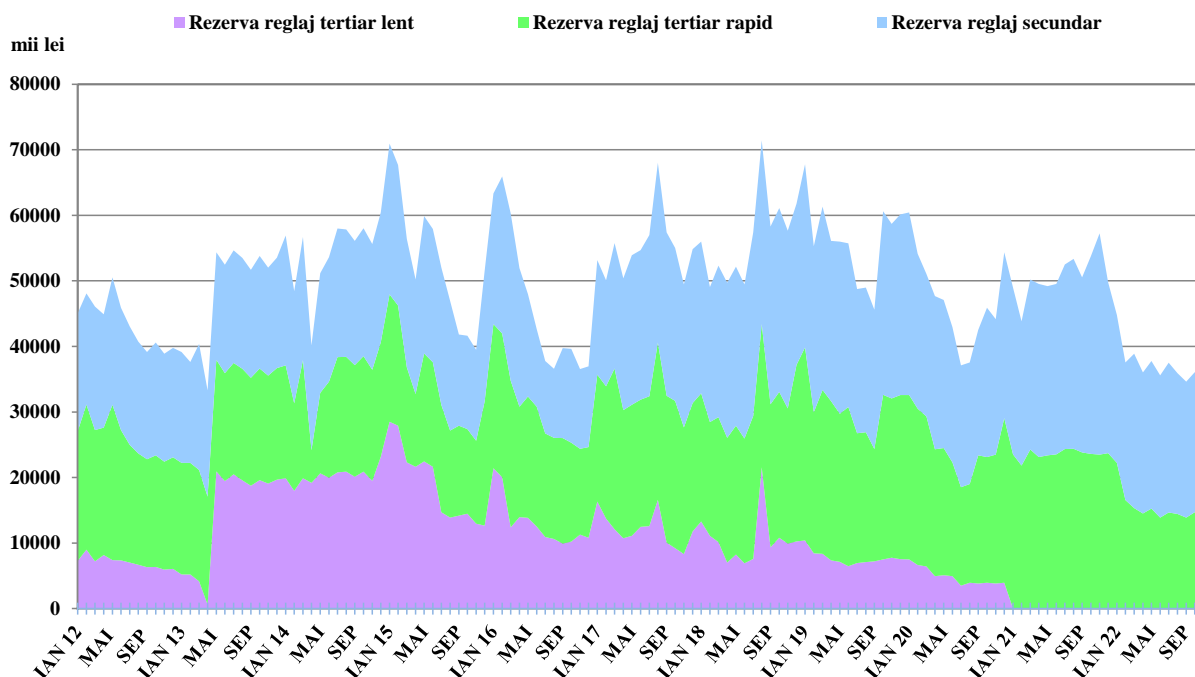
\*\* include energia electrica cu care unii operatori de distributie alimenteaza locuri proprii de consum in regim de autofurnizare

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare CMPEE

Pentru realizarea funcției de operator de sistem, CNTEE Transelectrica S.A. prevede și contractează rezerve (denumite servicii de sistem conform modificării introduse prin Legea nr. 155/2020) 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 serviciilor de sistem suportate de CNTEE Transelectrica S.A., începând cu ianuarie 2012. Din ianuarie 2021 achiziția tuturor tipurilor de rezerve de putere s-a realizat doar prin licitații organizate de OTS, care pentru acoperirea costurilor corespunzătoare contractelor încheiate în urma licitațiilor cât și a costurilor proprii de operare, 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 CMPEE

## V. EVOLUȚIA REGULILOR PIEȚEI ÎN LUNA NOIEMBRIE 2022

În luna noiembrie 2022, ANRE a emis următoarele reglementări cu incidență asupra piețelor angro și cu amănuntul:

- Decizia președintelui ANRE nr. 2095/23.11.2022 privind aprobarea cantităților produse în unități de cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema bonus pentru luna octombrie 2022;
- Decizia președintelui ANRE nr. 2098/23.11.2022 pentru modificarea Deciziei președintelui ANRE nr. 232 din 02.03.2022 privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem de la termenele limită de utilizare a platformelor europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală și automată;
- Decizia președintelui ANRE nr. 1968/09.11.2022 de aprobare a documentului “Regulile comune de Alocare pe termen lung a capacităților interzonale între zonele de ofertare ale C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. și UKRENERGO” și a documentului “Regulile comune de Alocare zilnică a capacităților interzonale între zonele de ofertare ale C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. și Compania Națională de Energie UKRENERGO”

## 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 de SU și UI** se referă la consumul clienților finali alimentați de furnizorii de ultimă instanță la preț pentru SU și preț de UI;

- **Consumul clienților finali alimentați în regim concurențial** se referă la consumul clienților finali (casnici și noncasnici) care și-au schimbat furnizorul sau au renegociat contractul de furnizare și care sunt alimentați de titularii de licență activi pe PAM (producători, furnizori concurențiali, furnizori de ultimă instanță);
- **Consumul de combustibil** prezentat corespunde consumului necesar atât producerii de energie electrică, cât și energiei termice 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**

- CMPEE – Compartimentul 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
- 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
- UI – Ultimă Instanță
- SU – Serviciul Universal
- ACER – Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei
- ATC – Capacitate disponibilă de interconexiune.