



STUDIU DE POLITICI PUBLICE

ENERGIA REGENERABILĂ ÎN MOLDOVA: CONSTRÂNGERI ȘI OPORTUNITĂȚI

Autor: Sergiu Tofilat

Chișinău, iunie 2026

Cuprins

1. Introducere	2
2. Producerea și consumul de energie	5
2.1. Producția locală de energie electrică.....	5
2.2. Structura consumului pe intervale orare	6
2.3. Deficitul de energie în orele de vârf.....	7
3. Situația curentă în sectorul de energie regenerabilă	8
3.1. Capacitățile instalate depășesc obiectivele pentru anul 2030	8
3.2. Care sunt consecințele excesului de energie în rețele.....	11
3.3. Formularea problemelor care trebuie remediate.....	14
4. Prețurile pe bursa română de energie OPCOM	14
4.1. Evoluția sezonieră a prețului pentru ultimele 18 luni	14
4.2. Prețurile istorice pentru ultimii 15 ani	18
5. Soluțiile propuse de autorități – necesare, dar insuficiente	19
5.1. Reducerea taxelor la baterii și echipamente.....	19
5.2. Liberalizarea pieței și dezvoltarea OPEM.....	20
6. Soluții alternative și reglementările promovate în UE	21
6.1. Revizuirea măsurilor de sprijin	21
6.2. Reglementările europene	23
6.3. Instrumente potrivite pentru Moldova	25

Acest material a fost realizat cu sprijinul financiar al National Endowment for Democracy (NED). Opiniile exprimate în studiu aparțin exclusiv autorilor; ele nu pot fi interpretate sub nici o formă ca fiind opinia sau poziția National Endowment for Democracy.

1. Introducere

Republica Moldova nu dispune de zăcăminte probate de petrol și gaze, fiind dependentă de importul resurselor energetice. Reducerea dependenței de importuri poate fi atinsă prin creșterea producerii locale de energie regenerabilă. Pentru atragerea investițiilor în regenerabile, au fost implementate câteva mecanisme de sprijin din partea statului:

- **Contorizare netă** (înlocuit cu facturare netă): consumatorii care și-au instalat centrale electrice regenerabile, achită doar diferența dintre energia consumată și energia produsă. Mecanismul a fost înlocuit cu facturarea netă în anul 2024;
- **Facturare netă** (în vigoare din 2024): consumatorii care și-au instalat centrale electrice regenerabile, vând energia la prețul mediu de achiziție a energiei pe piață (fără tarifele de transport, distribuție și furnizare), dar consumă energia la tarifele reglementate, ca și ceilalți consumatori;
- **Tarif fix** pentru producătorii medii (până la 1MW solar și 4 MW eolian): producătorii beneficiază de un tarif fix pe o durată de 15 ani, aprobat de ANRE;
- **Preț fix** pentru producătorii mari (peste 1MW solar și 4 MW eolian): producătorii participă la licitațiile organizate de Guvern, iar ofertele câștigătoare beneficiază de un preț fix pe o durată de 15 ani.

Mecanismele de sprijin se aplică doar pentru echipamentele noi, iar beneficiarii obțin statut de producători eligibili. În esență, statul oferă 2 lucruri: un preț fix pe o durată de 15 ani și obligația de a procura toată energia produsă, indiferent de oră. Pe fondul creșterii prețurilor la energie, aceste reguli oferă condiții previzibile pentru atragerea investițiilor în sursele regenerabile. Investitorii au certitudinea că vor putea vinde toată energia la un preț previzibil și vor putea recupera investițiile.

Sursele de energie regenerabilă nu constituie o soluție universală pentru acoperirea consumului, fiindcă sunt intermitente: produc energie atunci când este soare sau vânt. Cea mai mare parte a energiei este generată în timpul zilei, pe când consumul de vârf este înregistrat dimineața și seara. Pentru a rezolva acest dezechilibru, este necesară instalarea bateriilor de stocare, astfel încât energia produsă în timpul zilei să fie acumulată și consumată în orele consumului de vârf, dimineața și seara.

În paralel, au fost efectuate investiții masive în piața liberă, în afara mecanismelor de sprijin. Dezvoltarea necontrolată a surselor regenerabile din piața liberă a fost sesizată și de CNED (Centrul Național pentru Energie Durabilă) în cadrul Strategiei de dezvoltare:¹ *„Numeroase proiecte de eficiență energetică și energie regenerabilă sunt implementate prin mecanisme paralele, gestionate de alte instituții sau de partenerii de dezvoltare. În absența unui cadru unitar de raportare și monitorizare, aceste proiecte sunt dificil de integrat în bilanțul energetic național, ceea ce limitează capacitatea*

¹ CNED, Strategia de dezvoltare pentru 2026-2030, capitolul 2.7, https://cned.gov.md/sites/default/files/document/attachments/cned_strategy_ro_0.pdf

Guvernului de a cuantifica economiile de energie, de a raporta progresul către organismele europene și internaționale și de a ajusta politicile pe baze factuale.”

Odată cu dezvoltarea tehnologiilor și reducerea costului echipamentelor, investițiile în energia regenerabilă au crescut exponențial. În ultimii 5 ani, capacitatea instalată a centralelor eoliene și fotovoltaice în Republica Moldova s-a majorat de 10 ori:

- **În anul 2021:** capacitatea instalată a constituit 97,5 MW (*eoliană 87,6 MW, solară 9,9 MW*); au fost generați 84,1 mii MWh de energie regenerabilă (*din care eoliană 76,3 mii MWh și solară – 7,8 mii MWh*);²
- **În anul 2026:** în martie, capacitatea instalată a constituit 1015 MW (*eoliană 255 MW și solară 760 MW*), care au generat doar în primul trimestru 242 mii MWh de energie regenerabilă (*din care eoliană 95,5 mii MWh și solară 146,5 mii MWh*), sau de 3 ori mai mult decât pe tot parcursul anului 2021.³

Ultimele informații pentru luna aprilie 2026 arată că mai mult de jumătate din capacitățile instalate (583 MW, sau 56%) sunt în piața liberă și nu beneficiază de mecanisme de suport din partea statului. Din cauza excesului de energie în timpul zilei, acești producători riscă să falimenteze pentru că nu au cui vinde energia și nu dispun de capacități de stocare. Majoritatea proiectelor au fost finanțate din resurse creditare, iar unii producători deja întâmpină dificultăți la restituirea creditelor. Situația se va agrava odată cu instalarea suplimentară a 275 MW de centrale eoliene:

- 105 MW de centrale eoliene conform licitației organizate în anul 2024,⁴ și
- 170 MW de centrale eoliene în baza licitației lansate recent.⁵

Atragerea investițiilor în bateriile de stocare deja a devenit o necesitate stringentă. Potrivit Ministerului Energiei, sunt necesare capacități de stocare de cel puțin 600 MW pentru a integra energia regenerabilă în rețea.⁶ Până în prezent au fost instalate baterii de stocare cu o capacitate totală de 150 MW. Însă, atragerea investițiilor în capacități de stocare întâmpină anumite dificultăți de finanțare:

- Potrivit Planului de creștere al Republicii Moldova pentru anii 2025-2027, *„unul dintre principalele obstacole este necesitatea de a perfecționa mecanismele de licitație pentru a încorpora soluțiile de stocare a energiei și de a alocă capacitățile în mod strategic”*;⁷

² Raport anual al ANRE pentru anul 2021, pag. 21 și 25, <https://anre.md/raport-de-activitate-3-10>

³ Raportul ANRE pentru monitorizarea pieței energiei electrice pentru trimestrul 1 din 2026, pag. 3, <https://anre.md/rapoarte-de-monitorizare-3-73>

⁴ HG 494/2025 privind oferirea statutului de producător eligibil mare, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=150206&lang=ro

⁵ Comunicatul Ministerului Energiei din 19.12.2025, <https://energie.gov.md/ro/content/fost-lansata-licitatia-pentru-constructia-centralelor-eoliene-cu-capacitatea-de-170-mw>

⁶ Comunicatul Ministerului Energiei din 29.05.2026, <https://energie.gov.md/ro/content/inca-un-parc-fotovoltaiac-mare-de-30-mw-cu-baterii-de-stocare-energiei-de-60-mwh-urmeaza-fi>

⁷ HG nr. 260/2025, Subdomeniul 6.5 la pag. 110, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=148353&lang=ro

- În proiectul Strategiei energetice până în anul 2050 se menționează că „fără instrumente de piață funcționale (piețe organizate pentru ziua următoare și pe parcursul zilei, preț de referință) și fără mecanisme de contractare pe termen lung (de tip contracte pentru diferență), investițiile în surse regenerabile și flexibilitate vor întârzia”.⁸

În acest studiu vom examina care sunt constrângerile de natură economică în sectorul de regenerabile și cum a evoluat prețul energiei pe intervale orare pe bursa română OPCOM, de unde procurăm energie. De asemenea, vom analiza în ce măsură soluțiile propuse de autorități pot asigura o dezvoltare sustenabilă a sectorului de regenerabile. La final, sunt prezentate soluții alternative și reglementările moderne din alte țări europene privitor la dezvoltarea surselor regenerabile.

⁸ Proiectul Strategiei energetice a Republicii Moldova până în anul 2050, capitolul 2.15 la pag. 56, <https://gov.md/sites/default/files/media/documents/sedinte-de-guvern/2025-08/694-MEn-2025.pdf>

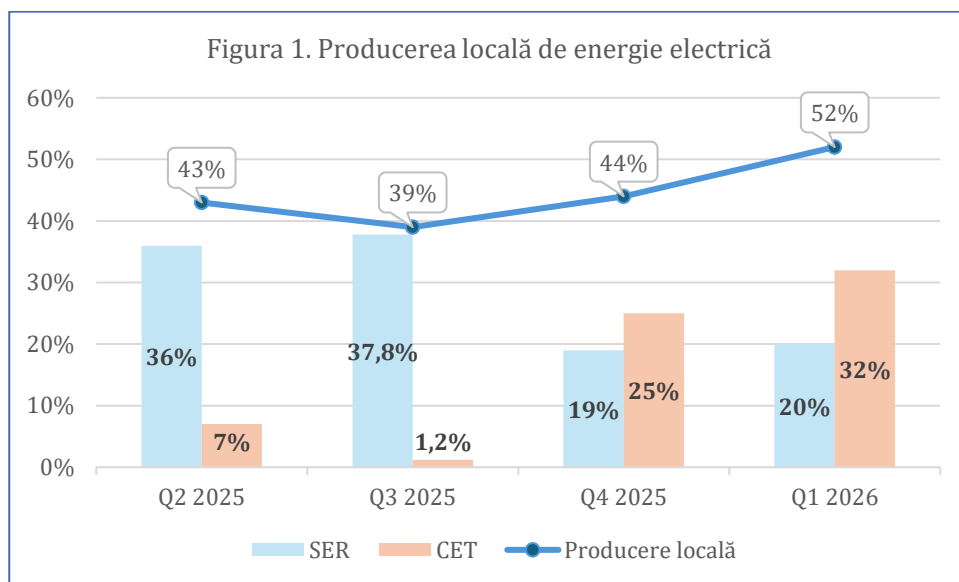
2. Producerea și consumul de energie

Istoric, Republica Moldova procura din extern circa 75-80% din consumul de energie, principala sursă fiind centrala electrică MoldGRES din stânga Nistrului. În ultimii 5 ani au avut loc schimbări majore în structura aprovizionării cu energie electrică:

- Producția locală de energie electrică s-a dublat comparativ cu anul 2021 datorită dezvoltării active a sectorului de regenerabile;
- În martie 2022 a avut loc sincronizarea rețelelor electrice ale Moldovei și Ucrainei cu rețeaua europeană ENTSO-E, oferind posibilitatea procurării energiei din România;
- În ianuarie 2025 Gazprom a sistat livrarea gazelor în regiunea transnistreană, iar MoldGRES a redus livrările de energie către malul drept. În rezultat, Republica Moldova a recurs la importul energiei din România.

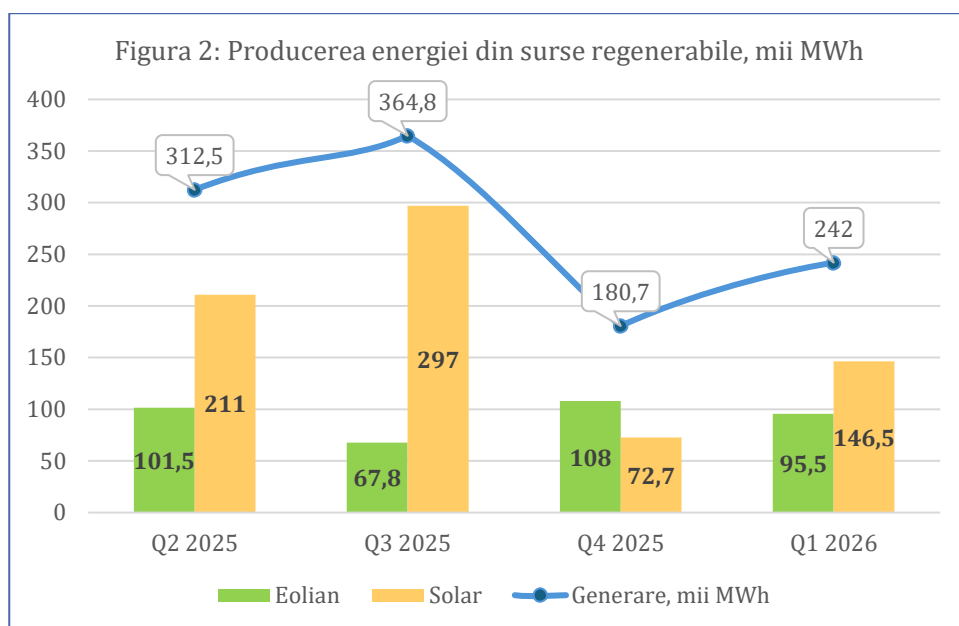
2.1. Producția locală de energie electrică

În anul 2021, până la agresiunea militară rusească în Ucraina, producerea locală de energie electrică a constituit 21,4% (sau 984,7 mii MWh). Ca urmare a investițiilor în sectorul de regenerabile, producția locală de energie electrică a depășit 40% în 2025, iar în trimestrul 1 din 2026 a atins nivelul de 52% din totalul consumului de energie. După cum putem observa din figura 1, producerea energiei din surse regenerabile este mai mare în perioada caldă, în trimestrele 2 și 3. Restul energiei este importată din România și uneori din Ucraina, în anumite intervale orare.



Sursa: rapoartele ANRE de monitorizare a pieței de energie electrică

Energia solară are o pondere mai mare în structura producerii de energie din surse regenerabile. Acest lucru este mai accentuat în perioada caldă, când durata zilei este mai lungă. În ultimele 12 luni, centralele electrice solare au generat 727 mii MWh, sau de 2 ori mai mult față de centralele eoliene (373 mii MWh). În figura 2 este prezentată structura producerii de energie regenerabilă pe tipuri de surse:

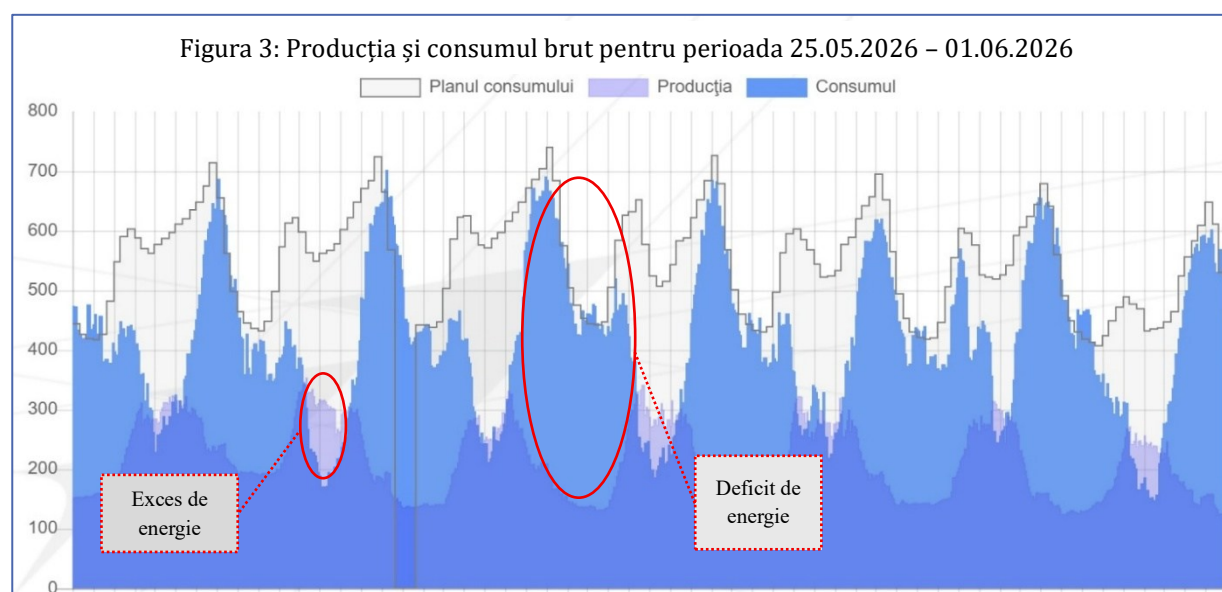


Sursa: rapoartele ANRE de monitorizare a pieței energiei electrice

2.2. Structura consumului pe intervale orare

Consumul de energie variază foarte mult în funcție de intervalele orare, în special deoarece consumatorii casnici au o pondere mare (44%) în structura consumului. Deja se observă probleme sistemice în structura consumului de energie:

- **Deficit în orele de vârf:** dimineața și seara consumul este cel mai ridicat și se atestă un deficit de energie. Deficitul este acoperit prin importuri din România, iar prețul energiei în orele de vârf este cel mai ridicat.
- **Surplus de energie ziua:** în timpul zilei consumul este redus și periodic se înregistrează un surplus de energie, ca urmare a creșterii producerii de energie regenerabilă. **Excesul de energie creează dezechilibre**, care sunt transferate în Ucraina și ar putea fi taxate, costurile fiind transferate către consumatori.



Sursa: Informații operative Moldelectrica, https://moldelectrica.md/ro/activity/operative_info

Informația publicată de Moldelectrica privind producerea și consumul de energie este incompletă. Aceasta nu include energia produsă de sursele regenerabile conectate la rețelele electrice de distribuție:

- 322 centrale electrice regenerabile, racordate la rețelele Premier Energy Distribution⁹;
- 154 centrale electrice regenerabile, racordate la rețelele RED-Nord¹⁰.

Prin urmare, datele consolidate privind consumul și producerea energiei în timp real nu sunt disponibile, ceea ce îngreunează gestionarea sistemului electroenergetic și efectuarea prognozelor cu precizie.

2.3. Deficitul de energie în orele de vârf

După conectarea sincronă la rețelele electrice europene în martie 2022, Republica Moldova și Ucraina au obținut posibilitatea tehnică de a importa energie din UE. Însă, capacitatea comercială de import (*NTC – net transfer capacity*) pentru blocul energetic Moldova-Ucraina este limitată la 2100 MW iarna și 1700 MW în perioada caldă¹¹. Deoarece Republica Moldova dispune de o singură interconexiune cu rețelele europene (linia Vulcănești-Isaccea, 400 kV), cota noastră constituie doar 15% din capacitatea de import NTC: 315 MW iarna și 255 MW vara. Capacitatea NTC este revizuită periodic și poate varia.

Totodată, deficitul de energie în orele de vârf poate depăși 600 MW, sau dublu față de capacitatea comercială de import:¹²

Astfel că, situații în care capacitatea comercială oferită Republicii Moldova scade sub nivelul minim necesar de import devin tot mai frecvente, ceea ce generează riscuri reale pentru acoperirea consumului intern în orele de vârf, când necesarul depășește 600 MW.

Diferența de consum este acoperită fie prin realocarea capacității NTC neutilizate de Ucraina, fie prin accesarea energiei electrice de urgență, care este mult mai scumpă. Din acest motiv licitațiile anuale de procurare a energiei electrice, organizate de operatorii reglementați în toamna anului 2025, s-au finalizat fără succes,¹³ iar în decembrie 2025 Guvernul a prelungit obligația de serviciu public a furnizorului

⁹ Premier Energy Distribution, indicatori tehnico-economici pentru trimestrul 1 din 2026, https://www.premierenergydistribution.md/sites/default/files/inline-files/indicatorii-tehnico-economici/Indicatori_tehnico_economici_2026_trim1.pdf

¹⁰ Raport anual RED-Nord pentru anul 2025, pag. 17, <https://rednord.md/doc/dezvinfo/Rapoarte%20privind%20activitatea/2025/raportul%20conducerii%202025.pdf>

¹¹ Comunicatul ENTSO-E din 29.10.2024, <https://www.entsoe.eu/news/2024/10/29/european-transmission-system-operators-increase-electricity-export-capacity-to-ukraine-and-moldova-for-this-winter/>

¹² Nota informativă la HG 801/2025 privind impunerea obligației de serviciu public furnizorului Energocom, https://gov.md/sites/default/files/media/documents/sedinte-de-guvern/2025-12/NU-982-MEn-2025_1.pdf

¹³ Comunitatea WatchDog decembrie 2025: Moldova ar putea reveni la procurarea energiei de la MoldGRES, <https://watchdog.md/wp-content/uploads/2025/12/Analiza-tendere-energie-2025-1.pdf>

Energocom până la finele anului 2026 (HG 801/2025). Altfel spus, licitațiile anuale au eșuat, iar Energocom a fost desemnat responsabil să procure energie pentru toată țara, cu excepția consumatorilor din piața liberă.

Pentru a crește capacitatea de import NTC, este necesară construcția liniilor noi de interconectare: Bălți–Suceava și Strășeni–Gutinaș. Deși autoritățile din Moldova declară că linia Bălți–Suceava ar putea fi construită până în 2028, operatorul rețelelor de transport române Transelectrica afirmă că, potrivit contractului, lucrările pe partea română vor dura până în 2030:¹⁴

Contractul pentru proiectarea și execuția LEA 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Republica Moldova (MD) pentru porțiunea de pe teritoriul României a fost încheiat în luna martie 2025, în urma derulării unei proceduri de achiziție publice. Contractul (lucrări și echipamente) are o valoare de 133,4 milioane de lei fără TVA și o durată de 52 de luni, lucrările fiind executate de Asocieria Electromontaj SA (lider de asociere) – ELM Electromontaj Cluj

În aceste condiții, cel mai probabil obligația de serviciu public pentru Energocom ar putea fi prelungită pentru următorii 3-4 ani, până la finalizarea liniei Bălți–Suceava.

3. Situația curentă în sectorul de energie regenerabilă

3.1. Capacitățile instalate depășesc obiectivele pentru anul 2030

PNIEC: Obiectivul către anul 2030, prevăzut în PNIEC (*Planul național integrat privind energia și clima*), este atingerea ponderii de 30% a energiei regenerabile în consumul final brut de energie electrică. Pentru îndeplinirea obiectivului, capacitatea instalată a surselor regenerabile până în anul 2030 trebuie să ajungă la nivelul de **976 MW**:¹⁵

- 560 MW – instalații solare fotovoltaice;
- 390 MW – parcuri eoliene;
- 10 MW – instalații de biogaz;
- 16 MW – instalații hidroelectrice.

Modelări: pentru îndeplinirea obiectivelor stabilite în PNIEC, în aprilie 2025 (2 luni după aprobarea PNIEC) au fost efectuate modelări, în baza softului specializat PLEXOS, privind capacitatea maximă a surselor regenerabile care pot fi integrate în rețeaua electrică națională.¹⁶ Modelările au ținut cont de capacitățile deja instalate la acel moment, de imposibilitatea exportului de energie și de limita maximă de 5%

¹⁴ Comunicat Transelectrica din 24.04.2026,

https://web.transelectrica.ro/noutati/noutati/673_2026.04.24_09-40-49.pdf

¹⁵ Planul național integrat privind energia și clima pentru perioada 2025-2030, aprobat prin HG. 86/2025, măsura PM_DC 7 la pag. 76, măsurile PM_DC 20 și PM_DC 21 la pag. 90,

https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=147685&lang=ro

¹⁶ Tetra Tech, 30.04.2025, *Modelling and Analysis of Moldova's Power System for the Integration of Renewables and Energy Storage Solutions*, pag. 10,

https://energie.gov.md/sites/default/files/document/attachments/deliverable_3- res integration report final clean.pdf

privind energia restricționată (și irosită) în perioadele când este surplus de energie în rețele. Potrivit rezultatelor modelării, pot fi instalate suplimentar 234 MW de centrale solare și 310 MW de centrale eoliene pentru a realiza obiectivele PNIEC:

Results for 2026			
RES technology	Total RES capacity [MW]	Existing RES Capacity [MW]	Additional capacity [MW]
PV	560	415	234
Wind	400	178.76	310
Biomass	12	3.6	8.4

Examinând rezultatele prezentate, **se observă anumite erori în calcule**. Dacă sumăm capacitățile existente (*Existing RES Capacity*) și capacitățile adiționale (*Additional capacity*), la biomasă calculele sunt corecte ($3,6 + 8,4 = 12$ MW), însă la instalațiile fotovoltaice și centralele eoliene calculele sunt greșite:

- Instalații fotovoltaice: $415 + 234 = 649$ MW, față de totalul de 560 MW;
- Centrale eoliene: $178,76 + 310 = 488,76$ MW, față de totalul de 400 MW.

Prin urmare, capacitățile adiționale de surse regenerabile urmau a fi diminuate, astfel încât să nu depășească limitele prevăzute de PNIEC. **De ce asta este important:** instalarea excesivă a surselor regenerabile conduce la formarea unui surplus de energie în rețele (*a se vedea capitolul 2.2.*). Ca urmare, producerea de energie este restricționată – unii producători de regenerabile sunt deconectați de la rețea, iar dacă aceștia beneficiază de mecanisme de suport – statul este obligat să le achite compensații, care vor fi suportate în final de consumatori (*a se vedea capitolul 3.2.*).

HG privind limitele de capacitate până în 2030: fără a ține cont de aceste erori de calcule, Guvernul a aprobat hotărârea nr. 599 din 17.09.2025, în care se prevede că urmează a fi majorată capacitatea centralelor eoliene cu 170 MW prin organizarea unei noi licitații. Nota informativă la hotărârea de Guvern repetă aceleași calcule greșite privind capacitățile suplimentare:¹⁷

Mai jos sunt prezentate condițiile și rezultatele scenariului care a fost folosit pentru identificarea capacităților.	
Scenariu 2026, fără export	
În 2026	
Capacitate solară totală [MW]	560
Capacitate eoliană totală [MW]	400
Capacitate totală de biomasă [MW]	12
Capacitate solară suplimentară [MW]	
	234
Capacitate eoliană suplimentară [MW]	
	310
Capacitate suplimentară de biomasă [MW]	
	8.4

¹⁷ Pag. 8 din Nota informativă la HG nr. 599/2025 privind aprobarea limitelor de capacitate până în 2030, <https://gov.md/sites/default/files/media/documents/sedinte-de-guvern/2025-09/NU-666-MEn-2025.pdf>

Divergențe în documentele de politici publice

Analizând alte documente de politici publice, se atestă o neconcordanță a obiectivelor stabilite privind capacitatea surselor de energie regenerabilă:

- Conform planului de dezvoltare al Moldelectrica pe 10 ani, se estimează că **în anul 2028** vor fi disponibile capacități regenerabile de **644 MW în scenariul de bază** (202 MW solar și 442 MW eolian) și **1020 MW în scenariul ambițios** (470 MW solar și 550 MW eolian)¹⁸;
- În Planul de acțiuni al Ministerului Energiei pentru anul 2026, capacitățile instalate de surse regenerabile trebuie să atingă nivelul de **1100 MW**¹⁹;

Prin urmare, este necesară **stabilirea aceluiași limite de capacitate** a surselor regenerabile obiective în toate documentele de politici publice, ținând cont de posibilitățile tehnice a rețelelor electrice și de obiectivele referitor la ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie electrică.

Capacități instalate: potrivit ultimelor informații disponibile, la finele lunii aprilie 2026 capacitatea instalată a surselor regenerabile deja a depășit obiectivele prevăzute în PNIEC pentru anul 2030 și a constituit **1044 MW**, inclusiv 764 MW de centrale fotovoltaice și 255 MW de centrale eoliene:

Capacități existente de producere a energiei electrice din E-SER la finele lunii aprilie 2026, MW*

	Producători eligibili			Piața liberă	Contorizare Netă	Facturare Netă	Total
	Legea 160-XVII/2007	Legea 10/2016/Tarif fix	Legea 10/2016/Preț fix				
PV	0,59	155,35	60,00	337,80	115,31	95,01	764,07
Eolian	27,23	0	0	227,49	0	0	254,72
Biogaz	5,17	1,99	0	1,32	0	0	8,48
Hidro	0,25	0	0	16,50	0	0	16,75
Total	33,24	157,34	60,00	583,11	115,31	95,01	1044,01

*Conform datelor din oficiu disponibile în cadrul CNED

Sursa: CNED (Centrul Național pentru Energie Durabilă)

Suplimentar la capacitățile deja existente, vor mai fi instalate 105 MW de parcuri eoliene în baza licitației organizate în 2024,²⁰ la care se mai adaugă încă 170 MW de

¹⁸ Planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 2025-2034, tabelul 23 la pag. 76, [https://www.moldelectrica.md/files/docs/TYNBP%202025-2034%20\(RO\).pdf](https://www.moldelectrica.md/files/docs/TYNBP%202025-2034%20(RO).pdf)

¹⁹ Planul anual de acțiuni al Ministerului Energiei, pag. 12, https://www.energie.gov.md/sites/default/files/planul_anual_de_actiuni_al_ministerului_energiei_pentru_anul_2026.pdf

²⁰ HG 494/2025 privind oferirea statutului de producător eligibil mare, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=150206&lang=ro

parcuri eoliene conform licitației inițiate în decembrie 2025.²¹ Prin urmare, analiza comparativă între situația existentă și obiectivele pentru anul 2030, prevăzute în PNIEC, va fi următoarea:

Tabelul 1: Capacități regenerabile instalate / licitate și obiectivele prevăzute pentru anul 2030

Tip surse regenerabile	Obiective 2030 (PNIEC)	Capacități instalate și licitate	Comentarii
PV (instalații solare)	560 MW	764 MW	Depășirea obiectivului cu 204 MW
Eolian	390 MW	255 MW + 275 MW (255 MW instalați, 105 MW conform licitației din 2024 și 170 MW la licitația curentă)	Depășirea obiectivului cu 140 MW
Biogaz	10 MW	8 MW	
Hidro	16 MW	17 MW	
Total	976 MW	1044 MW + 275 MW	

Comentarii:

- Capacitățile regenerabile deja instalate depășesc obiectivele pentru anul 2030, prevăzute în PNIEC (1044 MW instalate vs 976 MW prevăzute ca obiectiv).
- Instalațiile solare existente depășesc obiectivul pentru 2030 cu 204 MW.
- Capacitatea centralelor eoliene existente și cele care urmează a fi instalate în baza licitațiilor va fi cu 140 MW mai mare față de obiectivele pentru 2030.

3.2. Care sunt consecințele excesului de energie în rețele

Deja în prezent se atestă un exces de producere a energiei în perioada de zi (a se vedea figura 3). Instalarea suplimentară a capacităților regenerabile va conduce la necesitatea de **restricționare a producerii de energie**. Excesul de energie ar putea crește în perioada rece (inclusiv noaptea), când se majorează producerea de energie la CET-uri (Termoelectrica și CET-Nord), după cum este indicat în figura 1. Această energie este procurată cu prioritate.²² În aceste condiții, nu este clară necesitatea organizării licitației de 170 MW, având în vedere faptul că aceste capacități depășesc obiectivele prevăzute în PNIEC pentru anul 2030.

Producătorii de energie regenerabilă **vor fi afectați** în mod diferit de restricționarea producerii de energie, în funcție de categoria din care fac parte, și anume:

- **461 MW (sau 44%) – Producători eligibili**, care beneficiază de măsuri de sprijin. Statul este obligat să procure întreaga cantitate de energie produsă, indiferent de perioada zilei, și să ofere un preț/tarif fix în decurs de 15 ani. În

²¹ Anunț de inițiere a licitației privind centralele eoliene de 170 MW, https://energie.gov.md/sites/default/files/document/attachments/anunt_de_initiere_licitatie.pdf

²² (1) Art. 6 alin. (2) lit. c) din Legea nr. 92/2014 cu privire la energia termică și promovarea cogenerării, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=151415&lang=ro

(2) Art. 74 alin. (6) din Legea 164/2025 cu privire la energia electrică, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=152516&lang=ro

cazul restricționării producerii din cauza surplusului de energie, statul este obligat să compenseze cantitatea energiei electrice neproduse și nelivrate.²³

- **583 MW (sau 56%)– Producători în piața liberă**, care nu beneficiază de măsuri de sprijin. Statul nu este obligat să procure energia de la acești producători și nu le oferă un preț previzibil, care să le ofere o certitudine privind recuperarea investițiilor. Prin urmare, această categorie va avea de pierdut în cazul restricționării producerii de energie.

Mecanismele de sprijin existente nu oferă stimulente pentru producătorii eligibili să reducă producția în orele cu exces de energie în rețele. Statul este obligat să procure energia de la producătorii eligibili la prețuri fixe garantate, chiar și în intervalele orare cu excedent de generare, renunțând la importuri din România care sunt considerabil mai ieftine în acele intervale.

Producătorii eligibili sunt stimulați să producă indiferent de cerere (*produce-and-forget*), iar surplusul de energie conduce la formarea prețurilor negative, exact cum se întâmplă în România (a se vedea capitolul 4). **Diferența între prețul garantat și prețul negativ va trebui compensată de stat, iar costurile - transferate direct în facturile consumatorilor, care vor achita un tarif mai mare pentru energie.**

Totodată, în cazul restricționării producerii de energie, statul este obligat să compenseze cantitatea energiei electrice neproduse și nelivrate. Astfel, mecanismul de sprijin impune costuri suplimentare pentru consumatori prin două modalități: achiziția obligatorie a energiei locale la prețuri fixe în perioadele cu surplus — deși importurile din România ar fi mai avantajoase atunci — și compensarea producătorilor pentru energia restricționată.

Restricționarea producerii de energie este caracteristică și pentru alte țări care dezvoltă activ sursele regenerabile de energie. În **Grecia**, restricționarea producerii de energie în anul 2025 a atins nivelul de 6,6% din totalul energiei verzi generate, sau 1 867 GWh. Practic, acesta s-a dublat față de valoarea de 968 GWh, înregistrată în 2024.²⁴ În **Spania**, restricționarea producerii de energie în iulie 2025 a atins un vârf de 11%.²⁵ Compensițiile achitate de **Germania** pentru restricționarea producției de energie regenerabilă au constituit 435 de milioane de euro în anul 2025, în scădere cu 22% față de anul precedent (554 de milioane de euro în 2024).²⁶

²³ Art. 28 alin. (9) din Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=151418&lang=ro

²⁴ Balkan green energy news, 05.02.2026, <https://balkangreenenergynews.com/greece-achieves-record-renewables-output-but-also-curtailments-in-2025/>

²⁵ Delfos energy, 25.02.2026, <https://www.delfos.energy/blog-posts/curtailment-has-many-names>

²⁶ Clean energy wire, 24.03.2026, <https://www.cleanenergywire.org/news/renewable-curtailment-compensation-costs-germany-decrease-22-2025>

În Republica Moldova nu există cerințe legale privind evidența cantității restricționate de energie electrică și determinarea compensațiilor ce urmează a fi achitate.

Efectele restricționării producerii sau excesul de energie electrică în rețele **vor afecta cel mai grav producătorii din piața liberă** de regenerabile. Acești producători sunt pe cale de a falimenta, fiindcă nu pot comercializa energia în timpul zilei din cauza supra-producerii și nu beneficiază de compensații în cazul restricționării producerii. Mai mulți producători din piața liberă au confirmat acest lucru în cadrul ședințelor de lucru pe platforma parlamentară și ministerială, sau în discuții informale. Aceștia deja se confruntă cu probleme privind restituirea creditelor.

Deoarece producătorii din piața liberă reprezintă circa 56% din capacitățile instalate de regenerabile, falimentarea lor va afecta atingerea obiectivului privind ponderea de 30% a energiei regenerabile în consumul de energie către anul 2030. În consecință, va fi afectată securitatea energetică a Republicii Moldova, deoarece va trebui să importăm mai multă energie, în special în orele consumului de vârf, la prețuri scumpe.

Falimentarea producătorilor din piața liberă de regenerabile **va afecta și sectorul bancar**. Având în vedere capacitatea instalată în piața liberă (583 MW), valoarea investițiilor ar putea constitui circa 300 milioane de euro (sau 500.000 euro/MW). Dacă jumătate din aceste investiții sunt finanțate de bănci, soldul creditelor acordate ar putea constitui în jur de 150 milioane euro. Din discuția cu reprezentanții băncilor, s-a constatat că **autoritățile nu au solicitat informații și nu sunt la curent care este expunerea băncilor (soldul creditelor acordate)** față de producătorii de regenerabile în piața liberă.

Potrivit reglementărilor bancare, creditele neperformante (compromise) cu restanțe mai mari de 12 luni sunt rambursate integral din sursele proprii ale băncilor: profitul net, rezerve, capitalul acționar.²⁷ Înrautățirea calității portofoliului de credite poate avea următoarele efecte asupra băncilor:

- Riscul privind **reducerea fondurilor proprii** sub nivelul capitalului inițial pentru obținerea licenței (100 milioane MDL), fapt care poate duce la suspendarea activității băncii;²⁸
- Riscul de **menținere a necesarului de lichiditate**, care trebuie să acopere ieșirile nete de lichidități ale băncii în decursul a 30 de zile. Banca ar putea intra în incapacitate de plată.²⁹

²⁷ Regulament BNM privind clasificarea activelor și angajamentelor condiționale nr. 231/2011, pct. 27, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=145844&lang=ro#

²⁸ Art. 9 alin. (1) și art. 60 alin. (1) din Legea privind activitatea băncilor nr. 202/2017, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=151445&lang=ro

²⁹ Art. 76 alin. (2) din Legea privind activitatea băncilor nr. 202/2017, https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=151445&lang=ro

3.3. Formularea problemelor care trebuie remediate

Descrierea corectă a unei probleme reprezintă jumătate din soluție. Excesul de energie generată în timpul zilei poate fi stocat în baterii și folosit pentru acoperirea consumului în orele de vârf. Prin urmare, atragerea investițiilor în bateriile de stocare poate contribui la soluționarea surplusului de energie și la evitarea falimentării producătorilor din piața liberă de regenerabile. Potrivit Ministerului Energiei, necesarul capacităților de stocare ar fi de 600 MW, iar către finele anului curent vor fi operaționale 200 MW.³⁰ Însă, pentru a obține finanțare, producătorii trebuie să demonstreze capacitatea de restituire a creditelor. Altfel spus, pentru viabilitatea economică a proiectelor de generare și stocare a energiei regenerabile, trebuie elaborată măsuri care să remedieze următoarele probleme:

- **Cum asigurăm certitudinea privind vânzarea energiei** – un producător trebuie să aibă garanții sigure că va avea cui vinde energia pe durata finanțării.
- **Cum asigurăm un preț previzibil**, care să acopere costurile și să asigure capacitatea de rambursare a creditelor.

Din perspectiva consumatorilor, stimulentele de preț trebuie să țină cont de impactul asupra tarifelor finale, în condițiile în care Energocom (sau alt furnizor cu obligația de serviciu public) are opțiunea să importe energie din România. Prin urmare, **stimulentele de preț nu ar trebui să depășească prețul de import** din România pentru a evita costuri suplimentare. Astfel, este necesară analiza evoluției prețurilor pe intervale orare pe bursa română de energie OPCOM, ca bază de referință.

4. Prețurile pe bursa română de energie OPCOM

Deficitul de energie în perioadele consumului de vârf este acoperit prin importul energiei din România, inclusiv prin achiziții de pe bursa OPCOM. În acest capitol este analizată evoluția prețului energiei pe intervale orare pentru anii 2025-2026, cu repartizare sezonieră, deoarece producerea de energie regenerabilă este mai mare în perioada caldă, când durata zilei este mai mare.

În prezent, prețurile la energie în Europa de Est sunt ridicate, deoarece s-a format un deficit de energie. O bună parte din capacitățile de generare din Ucraina au fost distruse ca urmare a agresiunii militare ruse, iar Ucraina importă energie din țările vecine. Din aceste considerente, trebuie de asemenea analizată evoluția prețurilor la energie din anii precedenți.

4.1. Evoluția sezonieră a prețului pentru ultimele 18 luni

Începând cu octombrie 2025, tranzacționarea energiei pe bursa OPCOM are loc pe intervale de 15 minute. Pentru comoditatea analizei datelor, au fost selectate prețurile pe intervale de 60 minute.

³⁰ Comunicatul Ministerului Energiei din 29.05.2026, <https://energie.gov.md/ro/content/inca-un-parc-fotovoltaiac-mare-de-30-mw-cu-baterii-de-stocare-energiei-de-60-mwh-urmeaza-fi>

Metodologie: au fost colectate prețurile PZU (piața pentru ziua următoare) pe intervale orare din fiecare zi pentru perioada decembrie 2024 – mai 2026. Datele au fost grupate pe anotimpuri, după care a fost calculat preț mediu, median (valorile care se repetă mai des), coridorul minim și maxim. Conversia valutară s-a făcut la rata de schimb 1 EUR = 5 RON, cu excepția datelor pentru primăvara anului 2026, unde a fost utilizată rata medie de 5,2 RON pentru 1 EUR. Orele de dispecerizare sunt indicate în intervalul orar CET (central European time).

În continuare sunt prezentate prețurile sezoniere pentru ultimele 18 luni:

Figura 4: Prețuri OPCOM în iarna 2024-2025 (decembrie-februarie), EUR/MWh

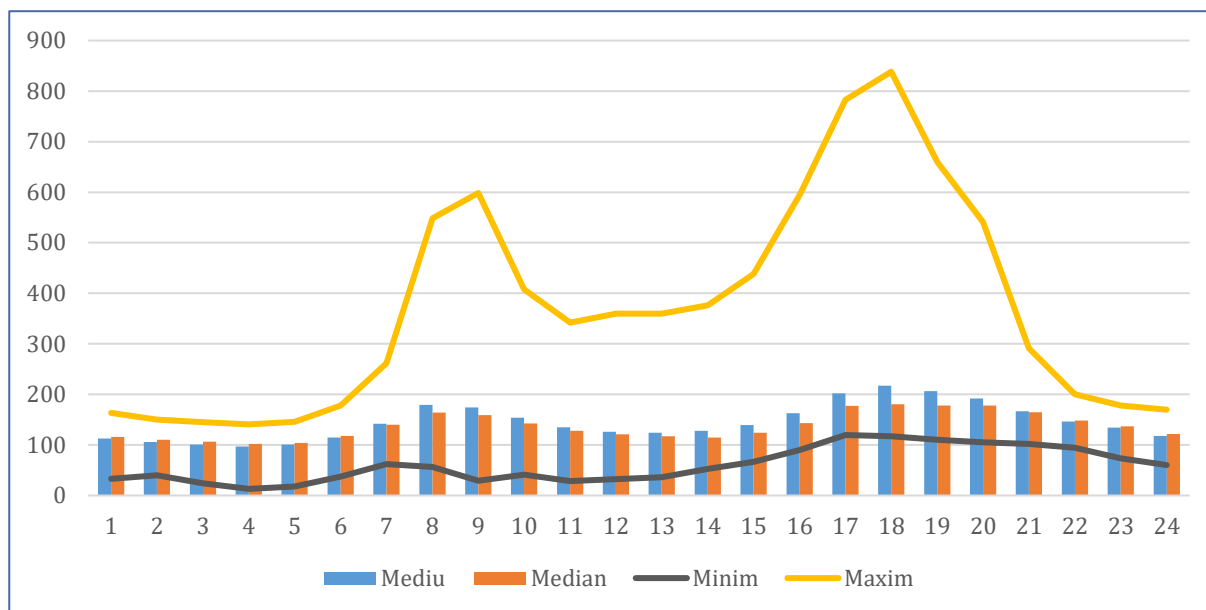


Figura 5: Prețuri OPCOM în primăvara 2025, EUR/MWh

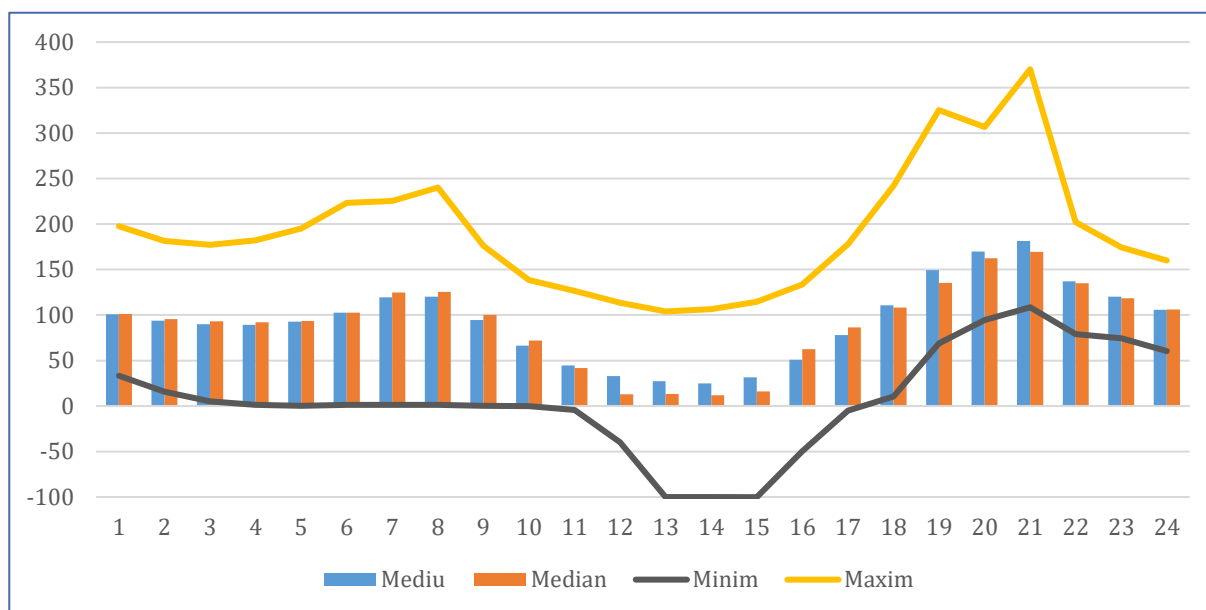


Figura 6: Prețuri OPCOM în vara 2025, EUR/MWh

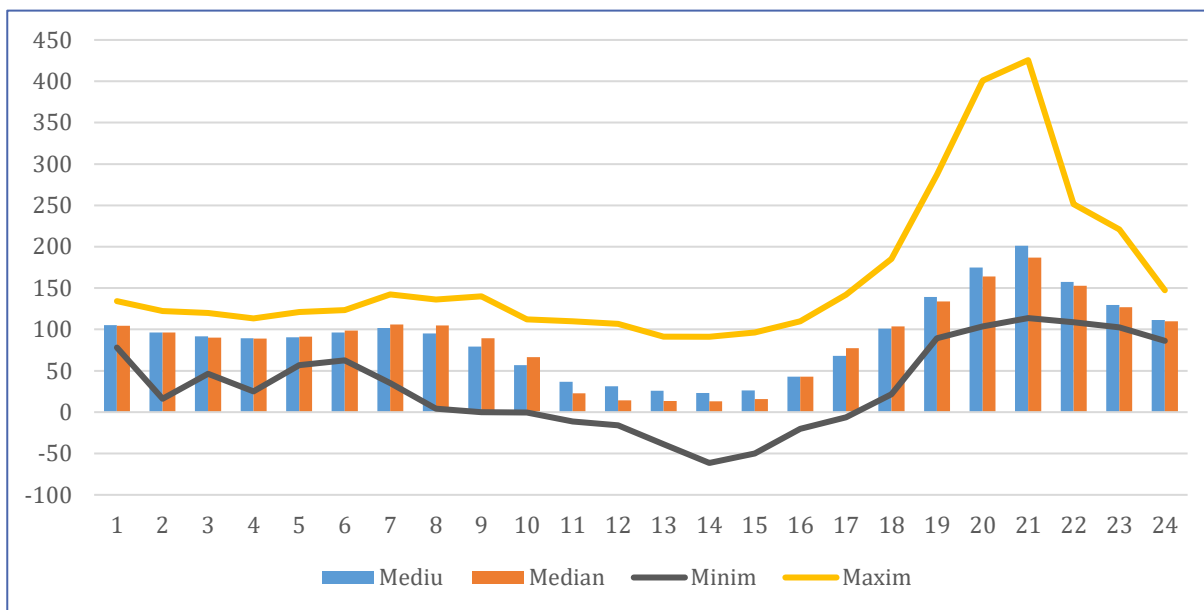


Figura 7: Prețuri OPCOM în toamna 2025, EUR/MW

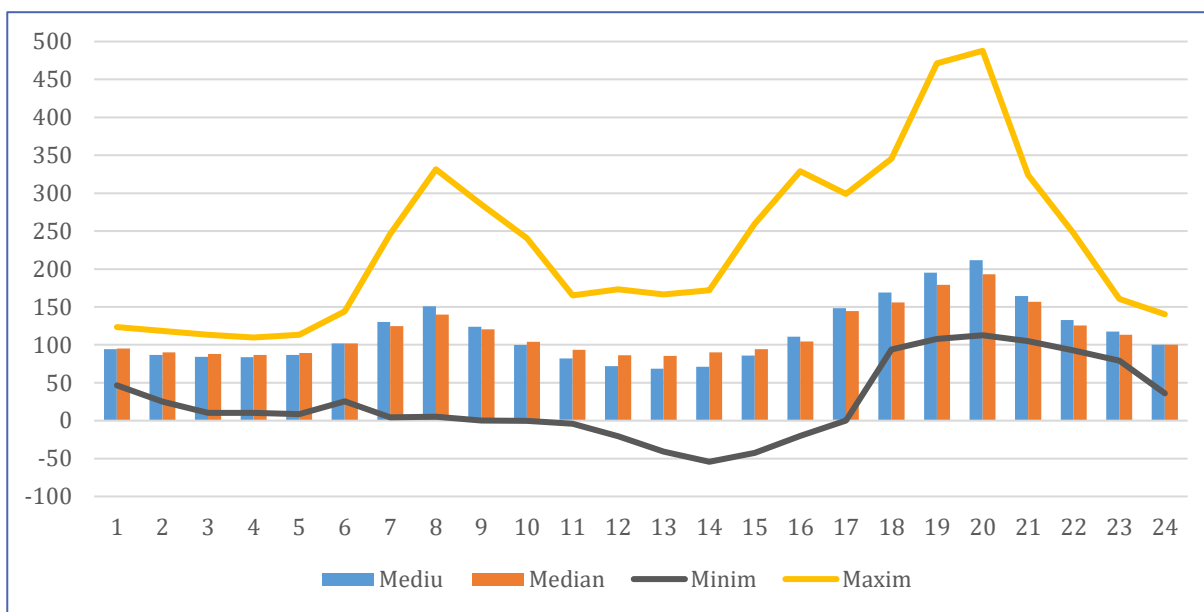


Figura 8: Prețuri OPCOM în iarna 2025-2026 (decembrie-februarie), EUR/MWh

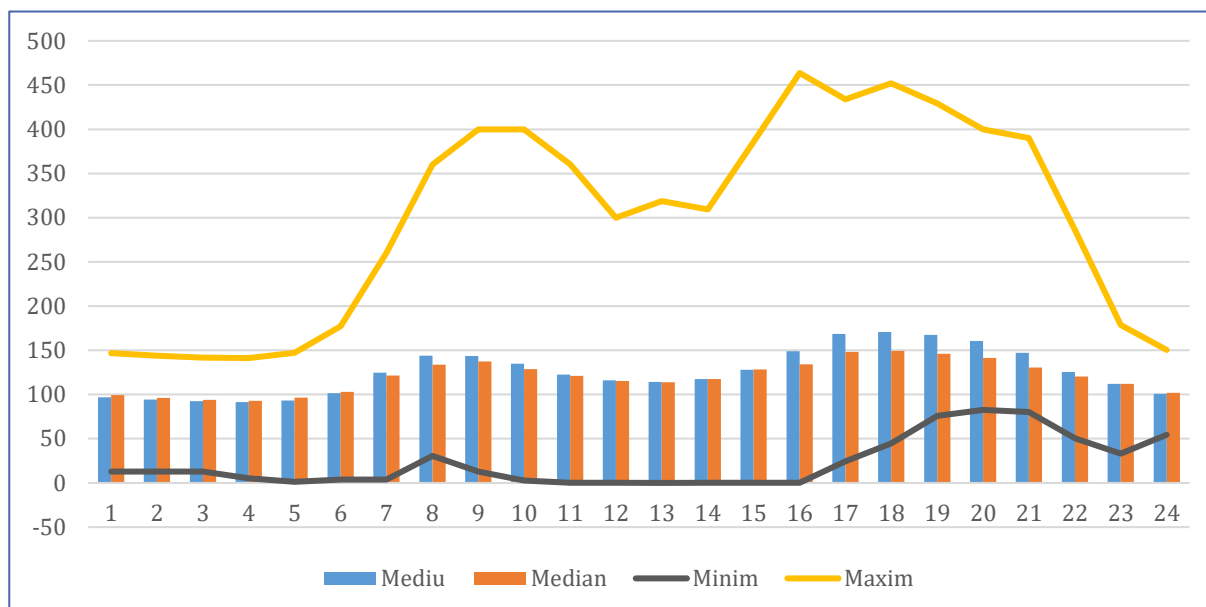
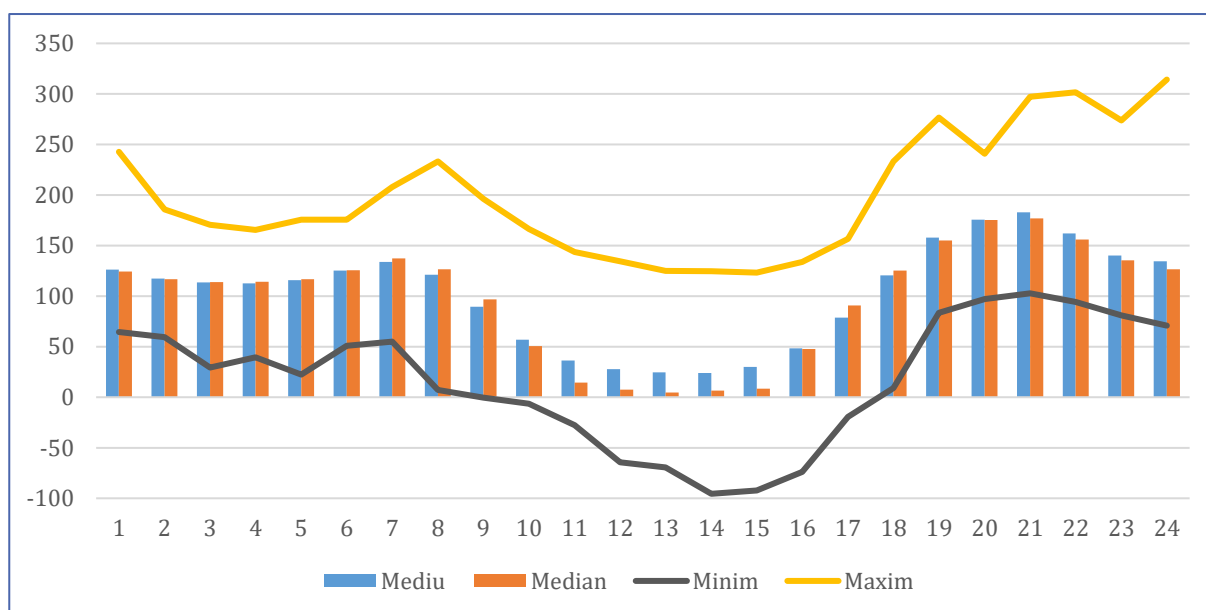


Figura 9: Prețuri OPCOM în primăvara 2026, EUR/MWh



Comentarii:

- Indiferent de sezon, se atestă 2 vârfuri de preț – dimineața și seara.
- Toamna și iarna prețul mediu în perioadele consumului de vârf (peak) este în intervalul 150 – 200 EUR/MWh, prețul mediu off-peak este în jur de 100 EUR.
- Primăvara și vara se observă un **exces de energie în timpul zilei**, în intervalul orelor 10:00 – 17:00 CET. În acest interval orar prețul mediu scade până la nivelul 0 – 25 EUR/MWh, iar periodic se înregistrează **prețuri negative**. Prețurile peak se încadrează în intervalul 100-200 EUR/MWh.

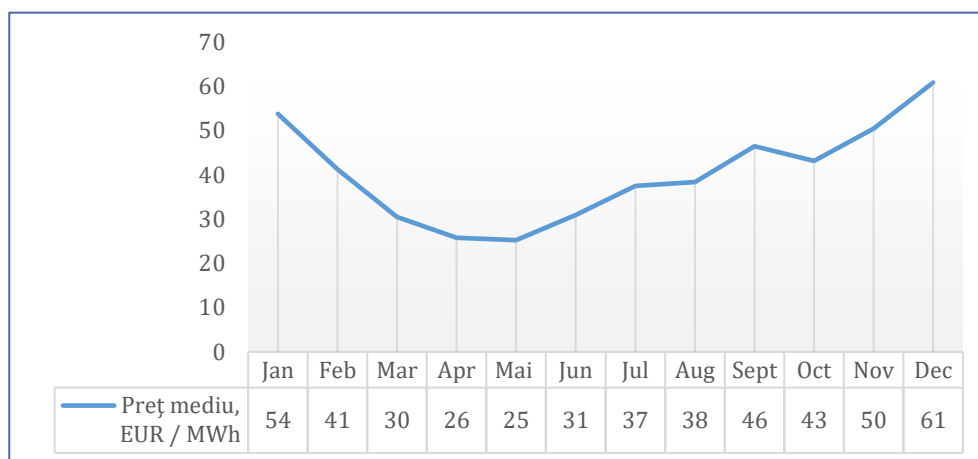
- Acest decalaj de prețuri peak / off-peak este folosit de Bulgaria, care în aprilie 2026 a importat energie din România în perioada de zi la prețuri mici (~50 EUR) și a reexportat-o seara, la prețuri mult mai mari (~250 EUR).³¹

4.2. Prețurile istorice pentru ultimii 15 ani

Prețurile din perioada 2021-2024 nu au fost analizate din cauza distorsiunilor legate de criza energetică. Pe de o parte, Federația Rusă a redus livrările de gaze către UE începând cu anul 2021,³² fapt ce a condus la majorarea prețurilor la gaze și energie. Pe de altă parte, infrastructura energetică a Ucrainei a fost devastată de atacurile armatei ruse, iar Ucraina a fost nevoită să sisteze exportul de energie și să recurgă la importuri masive de la țările vecine.

Parțial relevant este anul 2020. În lunile martie-iunie se atestă o scădere semnificativă a prețurilor ca urmare a instituirii măsurilor de carantină împotriva COVID și blocării activității economice la nivel global. Începând cu luna iulie, odată cu slăbirea restricțiilor, prețul energiei s-a majorat treptat de la 25-30 EUR până la 61 EUR/MWh:

Figura 10: Prețuri medii lunare OPCOM în anul 2020, EUR/MWh



Sursa: rapoarte lunare OPCOM, <https://opcom.ro/tranzactii-rezultate/ro/22>

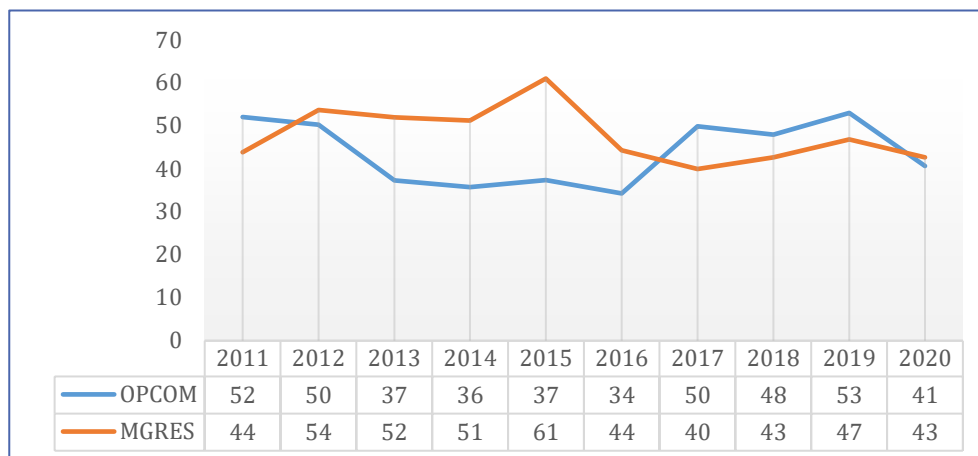
Dacă în viitor prețul energiei va scădea la un nivel similar, există riscul ca producătorii neeligibili, inclusiv cei cu instalații de stocare, **să nu-și poată recupera investițiile** sau să ajungă în incapacitate de plată.

Prețurile medii anuale din perioada 2011-2020 (figura 11) la fel au fost destul de mici, între 34 EUR/MWh (2016) și 53 EUR/MWh (2019). Acest nivel de prețuri nu este sustenabil pentru producătorii de energie regenerabilă. Prin urmare, vor fi necesare mecanisme de sprijin pentru a garanta fezabilitatea proiectelor regenerabile și a realiza obiectivele prevăzute în PNIEC.

³¹ Profit.ro, 11.05.2026, De ce are România prețuri mari la energia electrică. AEI explică: Nu contează cât produci, ci când și cum produci, <https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/de-ce-are-romania-preturi-mari-la-energia-electrica-aei-explica-nu-conteaza-cat-produci-ci-cand-si-cum-produci-22440232>

³² „Cât gaz rusesc este pe piața europeană?”, Sergiu Tofilat, prezentare din septembrie 2025, <https://drive.google.com/file/d/17UgeicUKnSblTIt3agiokSnYIk84sGEJ/view>

Figura 11: Prețuri medii anuale OPCOM în perioada 2011-2020, EUR/MWh



Sursa: rapoarte anuale OPCOM; prețul MGRES în USD a fost preluat din rapoarte anuale ANRE Moldova, iar recalcularea s-a efectuat în baza ratei medii anuale de schimb a EUR și USD, publicate de BNM

După cum putem observa, până la agresiunea militară rusească prețul energiei în România era comparabil sau chiar mai mic față de prețul energiei furnizate de centrala electrică MGRES din regiunea transnistreană.

5. Soluțiile propuse de autorități – necesare, dar insuficiente

5.1. Reducerea taxelor la baterii și echipamente

Problemele din sectorul de regenerabile sunt pe agenda autorităților centrale, care în ultimele luni au desfășurat o serie de consultări publice cu participanții pieței. Parlamentul a elaborat un proiect de lege care prevede eliminarea taxelor vamale la importul bateriilor de stocare și a turbinelor eoliene: taxa vamală pentru bateriile de stocare va fi redusă de la 5% la 0%, iar pentru turbinele eoliene - de la 8% la 0%. De asemenea se propune restituirea TVA pentru bateriile producătorilor eligibili.³³

Autorii proiectului de lege au definit corect scopul:³⁴

- crearea unui cadru normativ favorabil dezvoltării și implementării proiectelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile care includ soluții de stocare a energiei, în contextul necesității consolidării securității energetice a Republicii Moldova și al alinierii la obiectivele de tranziție energetică durabilă;
- dezvoltarea capacităților de stocare a energiei electrice devine esențială pentru valorificarea maximă a energiei produse din surse regenerabile la nivel local și reducerea dependenței de importuri costisitoare.

³³ Comunicatul Guvernului din 28.05.2026, <https://gov.md/index.php/ro/comunicate-de-presa/mai-putine-taxe-pentru-investitiile-energie-verde-guvernul-sustine-facilitati>

³⁴ Proiect de lege nr. 108 din 03.04.2026, <https://parlament.md/preview?id=f6d20815-c400-4b30-9428-a316817760c6&url=https://ep-sp.parlament.md/materials/639107640137957369/Documents/20260403163241.docx&method=GetDocumentContent>

Cu toate acestea, soluțiile propuse contribuie doar parțial la atingerea acestor scopuri. Reducerea taxelor va diminua costurile capitale și ponderea amortizării activelor în costul final al energiei produse. Dar măsurile nu garantează certitudinea că producătorii vor putea comercializa toată energia produsă și nici nu oferă stimulente de preț. Altfel spus, măsurile propuse vor reduce costurile de instalare a bateriilor de stocare, dar nu asigură dezvoltarea sustenabilă a proiectelor de energie regenerabilă.

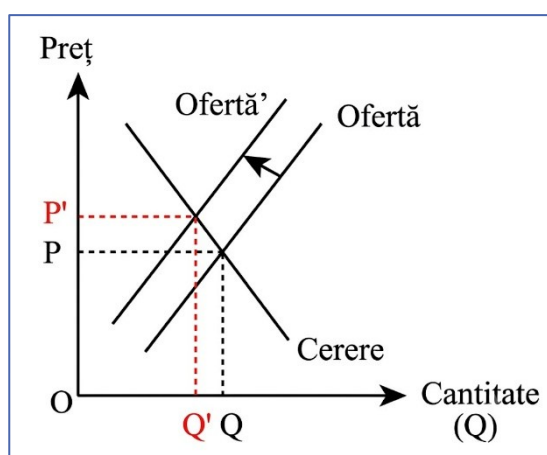
5.2. Liberalizarea pieței și dezvoltarea OPEM

Un alt obiectiv important vizează liberalizare completă a pieței pentru consumatorii noncasnici mari și mijlocii, prevăzută pentru 1 ianuarie 2027, precum și cuplarea pieței naționale de energie la piața europeană. În acest sens, Ministerul Energiei și OPEM (Operatorul Pieței de Energie din Moldova) au organizat instruirii privind tranzacționarea pe platformele administrate de OPEM pentru 130 de participanți: producători de energie electrică, furnizori, traderi și alți participanți ai pieței.³⁵

Într-adevăr, crearea unei burse pe deplin funcționale și lichide este indispensabilă în contextul liberalizării pieței de energie. Dar este important de luat în considerație **factorii de risc**, și anume:

- deficitul de energie în orele de vârf se ridică la 600 MWh;
- capacitatea comercială de import (NTC) este limitată la 200-300 MWh;
- sursele regenerabile produc puțină energie în orele de vârf.

În aceste condiții, achiziționarea energiei locale pentru acoperirea consumului în orele de vârf poate conduce la situația când **prețul de tranzacționare pe OPEM va fi mai mare decât importurile din România (OPCOM)**. Diferența de preț va fi inclusă în tarif și va conduce la majorarea facturilor pentru consumatori. Altfel spus, când oferta scade, prețul de echilibru se majorează inevitabil:



Prin urmare, procurarea energiei pe OPEM trebuie să țină cont de limitele ofertei disponibile de energie, în special în orele de vârf, iar prețul plafon nu trebuie să depășească prețul de import (OPCOM) minus costurile de transportare spre Moldova.

³⁵ Comunicat al Ministerului Energiei din 18.05.2026, <https://energie.gov.md/ro/content/ministerul-energiei-si-opem-continua-instruirea-participantilor-privind-tranzactionarea-pe>

6. Soluții alternative și reglementările promovate în UE

6.1. Revizuirea măsurilor de sprijin

Republica Moldova deja se confruntă cu surplus de energie regenerabilă în timpul zilei, în special primăvara și vara. În lipsa capacităților de stocare, această energie fie este irosită, fie este transferată în Ucraina prin crearea dezechilibrelor. Acest lucru nu poate dura la nesfârșit – pe viitor vor fi aplicate mecanisme de penalizare a dezechilibrelor, iar costurile vor fi suportate de consumatori.

Menținerea mecanismelor de sprijin existente va conduce la înrăutățirea situației în sectorul de regenerabile. **Opțiunea de a nu face nimic** va conduce la majorarea costurilor suportate de consumatori și la subminarea obiectivelor stabilite în PNIEC:

- Chiar și în orele cu prețuri negative ale energiei electrice, producătorii eligibili sunt stimulați să continue să producă energie și s-o vândă la preț fix, în baza mecanismului de sprijin. În loc să importăm energie la prețuri foarte mici sau chiar negative, suntem obligați să achiziționăm energia la preț fix.
- Surplusul de energie va crește și mai mult. Fie va trebui să achităm penalități pentru dezechilibre în cazul transferării energiei în sistemul ucrainean, fie să restricționăm producerea și să plătim compensații. Aceste costuri suplimentare vor fi suportate de consumatori.
- Piața de desfacere pentru producătorii neeligibili (care nu beneficiază de măsuri de sprijin) se va restrânge și mai mult și va accelera falimentarea lor. În așa caz, vom fi nevoiți să importăm mai multă energie din România, în condițiile în care NTC (capacitatea comercială de import) este limitat.
- Dacă falimentează producătorii de energie regenerabilă din piața liberă, nu va putea fi atins obiectivul de 30% pondere a energiei regenerabile în consumul final către anul 2030.

În aceste condiții devine tot mai evident că măsurile de sprijin trebuie adaptate la noile realități ale pieței. Apare **necesitatea elaborării unor noi măsuri de sprijin**, care să țină cont de următoarele obiective:

- Viabilitatea economică a investițiilor în baterii de stocare, pentru a asigura flexibilitatea surselor regenerabile intermitente. Stimulentele trebuie să includă un preț previzibil pe termen lung (5-10 ani) și certitudinea privind comercializarea energiei produse.
- Măsurile de sprijin trebuie să descurajeze producerea în perioadele cu exces de energie în rețea și să crească oferta în orele de vârf.
- Dezvoltarea bursei de energie OPEM și creșterea lichidității, crearea premiselor pentru liberalizarea pieței de energie pentru consumatorii noncasnici mari și mijlocii.

- Măsurile de sprijin să fie aplicate pentru licitațiile de procurare a energiei pe intervale orare, care să corespundă evoluției consumului. Acest principiu este aplicat de Energoacom la importul energiei din România și Ucraina, sau la organizarea licitațiilor de achiziție a energiei de către furnizorii de serviciu universal – Premier Energy³⁶ și FEE-Nord³⁷. Graficele de sarcină pot fi structurate în 2 produse – de bază și de vârf, sau chiar în 3 produse – de bază, intermediar și de vârf, pentru a obține prețuri mai avantajoase la produsele ferme (de bază / intermediar):

Figura 12: exemplu cu 2 produse

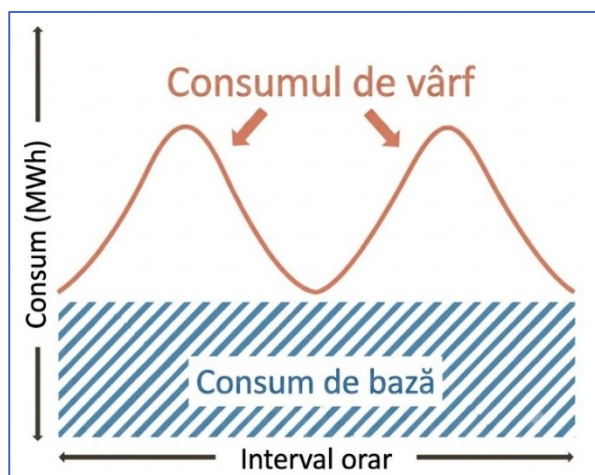


Figura 13: exemplu cu 3 produse

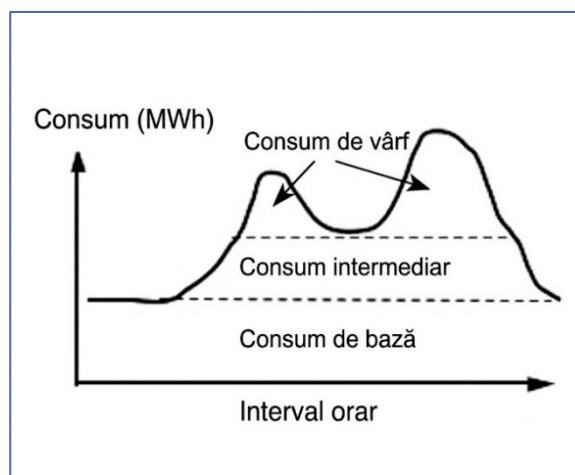


Figura 14: Exemplu de grafic de sarcină pe intervale orare pentru zile lucrătoare (sarcina medie, MW)

Ora locală	ian.26	feb.26	mar.26	apr.26	mai.26	iun.26
00-01	173	167	176	228	225	258
01-02	152	147	159	204	202	233
02-03	141	137	150	192	191	222
03-04	136	133	146	187	186	215
04-05	136	135	149	189	186	211
05-06	153	157	167	203	193	215

Sursa: caiet de sarcini al Premier Energy

- Plafonarea prețurilor pentru evitarea majorării costurilor pentru consumatori. Achiziția energiei de la producătorii locali nu ar trebui să fie mai scumpă decât importurile din România. Prin urmare, până la finalizarea interconexiunilor și cuplarea piețelor, ar fi rațional de plafonat prețul maxim pentru energia procurată de la producătorii locali.

³⁶ Premier Energy, caiet de sarcini pentru achiziția energiei electrice din 26.11.2025, https://premierenergy.md/wp-content/uploads/2025/11/Caiet_de_sarcini_licitatie_2025.pdf

³⁷ FEE-Nord, caiet de sarcini pentru achiziția energiei electrice din 25.11.2025, https://fee-nord.md/wp-content/uploads/2025/11/Caiet_de_sarcini_energiei-electrica_2026-licitatie-repetata-2.signed.pdf

6.2. Reglementările europene

Pentru consolidarea independenței energetice și realizarea obiectivelor prevăzute în planul REPowerEU, țările europene intenționează să atragă mai multe investiții în sursele regenerabile. Atragerea investițiilor poate avea loc dacă piața oferă un semnal de preț pe termen lung. Statele membre promovează contractele de achiziție a energiei în calitate de instrument de piață pe termen lung. Anume astfel de contracte oferă clientului stabilitatea prețurilor pe termen lung și certitudinea necesară pentru ca producătorul să ia decizia de investiție.³⁸

Directiva UE 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei regenerabile prevede că Statele membre evaluează barierele normative și administrative din calea **contractelor pe termen lung de achiziție de energie din surse regenerabile**, îndepărtează obstacolele nejustificate din calea unor astfel de contracte și promovează optarea pentru acestea, inclusiv prin explorarea modalităților de reducere a riscurilor financiare asociate acestora, în special prin utilizarea garanțiilor pentru credite.³⁹

Regulamentul UE 2024/1747 prevede că statele membre promovează **utilizarea contractelor de achiziție de energie electrică (PPA – power purchase agreement)**, [...] în vederea asigurării previzibilității prețurilor și a atingerii obiectivelor stabilite în PNIEC [...], inclusiv în ceea ce privește energia regenerabilă, menținând în același timp competitivitatea și lichiditatea piețelor energiei electrice. Schemele de sprijin a prețurilor pentru investiții în noi instalații de producere a energiei regenerabile **iau forma unor contracte bidirecționale pentru diferență (CfD)**. Acestea trebuie să mențină stimulente pentru ca sursele regenerabile să funcționeze în mod eficient: să reflecte circumstanțele pieței, să prevină orice efect de denaturare al schemei de sprijin asupra [...] **comportamentului de ofertare pe piețele de energie**.⁴⁰

Cum funcționează CfD: Se stabilește un preț fix de procurare a energiei (preț de exercitare, sau *strike price*), dar energia se tranzacționează la bursă. Dacă prețul bursei scade sub prețul fix, atunci statul compensează producătorul. Dacă prețul la bursă este mai mare, producătorul restituie statului veniturile suplimentare. Aceste venituri colectate de stat trebuie redistribuite direct către consumatorii finali pentru a le reduce facturile.⁴¹

³⁸ Regulamentul UE 2024/1747 din 13.06.2024, considerentele (27) și (28), https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747

³⁹ Art. 15 alin. (8) al Directivei UE 2018/2001 din 11.12.2018, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018L2001-20240716>

⁴⁰ Art. 19a, alin. (1), art. 19d alin. (1) și (2) ale Regulamentului UE 2024/1747 din 13.06.2024, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747

⁴¹ Notă de poziție ENTSO-E, „Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design, februarie 2024, <https://www.entsoe.eu/2024/02/20/position-paper-on-sustainable-contracts-for-difference-design/>

Statele membre raportează la fiecare 2 ani despre măsurile care promovează optarea pentru contracte de achiziție de energie din surse regenerabile, prevăzute în PNIEC, și informații despre producția de energie regenerabilă care este sprijinită prin contracte de achiziție.⁴² Fiecare stat membru prezintă Comisiei raportul intermediar cu privire la stadiul punerii în aplicare a PNIEC, inclusiv o analiză a investițiilor efective în raport cu ipotezele inițiale privind investițiile.⁴³

Prevederile privind contractele PPA și CfD au fost transpuse în legislația națională, însă mecanismul de sprijin oferă stimulente pentru capacitățile instalate, fapt ce creează disfuncționalități –producătorii eligibili sunt încurajați să producă energie chiar dacă rețelele sunt congestionate.

Impedimentele în funcționarea contractelor PPA sunt analizate și la nivel european. În martie 2026, Agenția pentru cooperarea reglementatorilor europeni (ACER) a inițiat **consultări publice în privința implementării contractelor PPA**, pentru a identifica principalii factori de reglementare, financiari și de piață care afectează dezvoltarea și funcționarea contractelor PPA în statele membre.⁴⁴

Anul trecut ACER a lansat în premieră un raport de monitorizare a contractelor PPA. Piața PPA a înregistrat o creștere semnificativă în ultimii ani. Între 2020–2024, volumul capacității contractate de energie a crescut de trei ori, impulsionând investiții noi în proiectele regenerabile la nivelul UE.⁴⁵ **Durata medie a contractelor PPA** la nivel european variază **între 6 și 10 ani**. Printre provocările identificate de ACER se numără situațiile mai frecvente cu prețuri negative la bursă, mecanisme de sprijin nepotrivite la contextul actual, necesitatea agregării / grupării cererii pentru a facilita accesul consumatorilor mari și mijlocii la contractele PPA. În continuare sunt prezentate câteva exemple relevante:

Italia	Este printre primele țări care a trecut la tranzacționarea produselor pentru acoperirea sarcinii de bază și sarcinii de vârf. Durata contractelor PPA este de 5-10 ani.
Spania	Are cea mai dezvoltată piață a contractelor PPA și aplică pe larg instrumente inovative în contracte – mai multe tipuri de tehnologii regenerabile, mai mulți cumpărători, condiții care să reducă formarea prețurilor negative.

⁴² *Supra* note 38 (Directiva UE 2018/2001 din 11.12.2018)

⁴³ Art. 17 al Regulamentului UE 2018/1999, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=CELEX:02018R1999-20231120>

⁴⁴ Comunicat ACER din 09.03.2026, <https://www.acer.europa.eu/news/acer-will-consult-developments-initiatives-eu-power-purchase-agreements-market>

⁴⁵ Raport de monitorizare ACER, „Power Purchase Agreements country sheets”, noiembrie 2025, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications_annex/ACER-PPA-Country-sheets-2025.pdf

<p>Danemarca</p>	<p>Este printre liderii la nivel european în dezvoltarea surselor regenerabile de energie, punând în funcțiune primul parc eolian offshore din lume încă în 1991. Obiectivul propus către 2030 era de a atinge o capacitate instalată de 14 GW. Însă anularea licitației din 2024 pentru parcuri eoliene cu o capacitate de 6 GW, în care nu parvenit nici o ofertă, a determinat autoritățile să revizuiască măsurile de sprijin.</p> <p>În 2025 a fost lansată o nouă licitație pentru 2.8 GW, bazată pe reguli adaptate la realitățile pieței:⁴⁶</p> <ul style="list-style-type: none"> • un mecanism de sprijin de tip CfD (contract pentru diferență) bidirecțional, cu o durată de 20 de ani. • dacă prețul de bursă este mai mic decât prețul fix, compensațiile din partea statului sunt plafonate pentru a evita prețurile negative. Pe de altă parte, dacă prețul de bursă este mai mare decât prețul fixat în contract, restituirea veniturilor suplimentare către stat nu este plafonată. • Criterii ecologice stricte – reciclarea palelor de la centralele eoliene, protejarea naturii. • Cerințe privind securitatea cibernetică.
-------------------------	---

6.3. Instrumente potrivite pentru Moldova

Atragerea investițiilor în baterii de stocare ar permite preluarea energiei produse în exces în perioada de zi, care să fie utilizată pentru acoperirea deficitului de energie în orele de vârf. Este necesară **elaborarea unor măsuri de sprijin noi**, bazate pe structura consumului – contracte de procurare a energiei PPA în baza graficelor de sarcină orare, după cum sunt descrise în capitolul 6.1 (figurile 12-14). Spre deosebire de măsurile existente, această abordare are următoarele avantaje:

- Graficul de sarcină va crea stimulente pentru producerea energiei în corespundere cu structura consumului.
- Va permite integrarea producătorilor din piața liberă în mecanismele de sprijin. Contractele pe termen lung (5-10 ani) creează condiții ca investițiile în regenerabile cu stocare să devină bancabile. Se va evita falimentul producătorilor din piața liberă și va fi atins obiectivul privind ponderea de 30% a energiei regenerabile în consumul final de energie. Sursele regenerabile existente (nu neapărat noi) sunt eligibile pentru încheierea contractelor PPA în țările europene.⁴⁷

⁴⁶ Coralpoint, 27.11.2025, Denmark's Offshore Wind Market: Lessons, Reforms and New Momentum, <https://coralpointgroup.com/denmarks-offshore-wind-market-lessons-reforms-and-new-momentum/>

⁴⁷ Re-Source platform, iulie 2025, „RE-Source's corporate PPA guide”, <https://resource-platform.eu/wp-content/uploads/RE-Source-Corporate-PPA-Guide-July2025.pdf>

- Creșterea lichidității bursei OPEM în termeni mai restrânși: bateriile de stocare pot fi instalate în 6-9 luni, comparativ cu termenul de 36 luni prevăzut la licitația pentru centralele eoliene.

În condițiile în care momentan există opțiunea de import a energiei din România, trebuie analizată opțiunea de plafonare a prețurilor din contractele PPA. Măsurile de sprijin trebuie să prevadă că prețul din contractele PPA nu va depăși prețul de achiziție a energiei pe bursa OPCOM. Asta va permite evitarea costurilor suplimentare pentru consumatori. Totuși, dacă în viitor prețurile pe OPCOM vor scădea la nivelul de 40-50 EUR/MWh, cum s-a întâmplat în anul 2020, aceasta ar putea pune în pericol fezabilitatea producătorilor locali de regenerabile. Corespunzător, plafonarea trebuie să țină cont de un preț minim care să asigure viabilitatea economică a surselor regenerabile cu stocare.

Studiul dat este dedicat în primul rând aspectelor economică-financiare. Cu toate acestea, merită de menționat anumite prevederi importante de ordin tehnic:

- **Informația operativă privind consumul de energie** reflectă doar parțial situația de facto: este înregistrată doar energia transferată din rețelele de transport în rețelele de distribuție. Producerea energiei la instalațiile regenerabile conectate la rețelele de distribuție nu este reflectată. Pentru o monitorizare corectă a bilanțului real dintre producție și consum, este necesar ca informația operativă privind energia regenerabilă injectată în rețelele de distribuție să fie transmisă către Moldelectrica. Aceasta va permite transmiterea unor semnale de preț către participanții pieței despre excesul sau deficitul de energie în rețele.
- Aprobarea cerințelor privind **evidența energiei restricționate (curtailment)**. În prezent nu este disponibilă careva informație statistică privitor la cantitatea energiei regenerabile nelivrate în rezultatul restricționării producerii.
- **Dezvoltarea rețelelor și infrastructură suplimentară**: posibilitatea integrării surselor regenerabile depinde de capacitățile rețelelor electrice și de cerințele privind menținerea nivelului de tensiune și frecvență în rețele.
- **Reciclarea centralelor eoliene, panourilor solare și bateriilor**: măsurile de sprijin și cerințele privind racordarea la rețea a surselor regenerabile trebuie să țină cont de aspectele ecologice.