Republica Moldova

Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică
ANRE

str. Alexandr Pușkin 52/A, MD 2005 Chișinău, Tel: 022 823 955 anre@anre.md, http://www.anre.md

CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE
HOTĂRÂRE nr.
din 2026
mun. Chișinău

cu privire la aprobarea Metodologiei de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în afara unor mecanisme de piață

În temeiul art. 28 alin. (9) din Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr. 69-77, art. 117) cu modificările ulterioare, art. 46 alin. (7), (12) și (14) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2025, nr. 437-440, art. 598), și pct. 16 lit. g) din Regulamentul de organizare și funcționare a Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică aprobat prin Hotărârea Parlamentului Republicii Moldova nr. 334/2018 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2018, nr. 13-21, art. 81), Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică,

H O T Ă R Ă Ş T E:

1. Se aprobă Metodologia de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în afara unor mecanisme de piață, conform anexei.
2. Prezenta Hotărâre intră în vigoare în termen de 6 luni de la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.
3. În termen de 5 luni de data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova a prezentei Hotărâri, operatorul sistemului de transport în coordonare cu operatorii sistemelor de distribuție elaborează și transmite spre avizare către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică procedurile operaționale de punere în aplicare a Metodologiei prevăzute la pct. 1.
4. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

Alexei TARAN
Director general

Constantin BOROSAN
Director

Eugen CARPOV
Director

Daniel MITITELU
Director

Alexandru URSU
Director

Anexa la
Hotărârea Consiliului
de administrație al ANRE
nr. ____din _____2026

Metodologia de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în afara unor mecanisme de piață

Secțiunea 1
Dispoziții generale

1. Metodologia de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în lipsa unor mecanisme de piață *(în continuare – Metodologie)* stabilește modul de calculare a cantității de energie electrică nelivrată și de determinare a valorii compensației financiare pentru respectarea dispozițiilor operatorului de sistem privind redispecerizarea descendentă a producerii energiei electrice la centralele electrice care utilizează surse de energie regenerabile *(în continuare – centrale electrice SER)* sau a producerii energiei electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență *(în continuare – centrale electrice CÎE)*.
2. Prezenta Metodologie stabilește:
   2.1. Cerințele generale aplicabile în cazul redispecerizării descendente a centralelor electrice SER sau centralelor electrice CÎE în afara unor mecanisme de redispecerizare și de decontare financiară a acțiunilor de remediere respective bazate pe piață, aplicate de operatorul de sistem *(în continuare – OS)*;
   2.2. Modalitatea de determinare a cantității de energie electrică nelivrată de centralele electrice SER sau de centralele electrice CÎE în lipsa unor mecanisme de piață, urmare a executării dispozițiilor de redispecerizare descendentă emise de OS;
   2.3. Stabilirea modalității de determinare a compensației financiare pentru energia electrică nelivrată urmare a dispozițiilor emise de OS;
   2.4. Drepturile și obligațiile OS și ale producătorilor deținători de centrale electrice SER sau centrale electrice CÎE, în legătură cu redispecerizarea descendentă a acestora.
3. Metodologia se bazează pe următoarele principii de reglementare:
   3.1. Organizarea unei modalități de redispecerizare descendentă a energiei electrice generată de centralele electrice SER și de centralele electrice CÎE aplicând principiul eficienței maxime cu cheltuieli minime;
   3.2. Asigurarea unui proces de redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice bazat pe criterii obiective, transparente, predictibile și nediscriminatorii;
   3.3. Compensarea financiară a pierderii financiare suportate de producătorul deținător de centrale electrice SER sau centrale electrice CÎE ca urmare a respectării unei dispoziții de redispecerizare descendentă a operatorului de sistem, determinată conform prezentei metodologii.
4. Prezenta Metodologie se aplică în cazul redispecerizării descendente, care nu se bazează pe mecanisme de piață, a centralelor SER sau a centralelor CÎE, aplicate în situațiile și conform principiilor menționate în art. 46 alin. (8) și alin. (12) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.
5. În sensul prezentei Metodologii, se aplică noțiunile definite în Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile *(în continuare – Legea nr. 10/2016)*, cele din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică *(în continuare – Legea nr. 164/2025)*, Regulile pieței energiei electrice aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică *(în continuare – ANRE/Agenția)* nr. 283/2020, Liniile directoare privind operarea sistemului

de transport aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025 *(în continuare – HANRE nr. 644/2025)*, precum și următoarele noțiuni:

Puterea disponibilă a centralei electrice SER/CÎE – valoare estimată a puterii electrice active ce poate fi generată de centrala SER/CÎE, luând în considerare particularitățile tehnice ale echipamentului, disponibilitatea echipamentului din cadrul centralei electrice, regimurile instalațiilor de stocare integrate și disponibilitatea sursei primare de energie utilizată pentru producerea energiei electrice, determinată la centrala electrică în timp aproape real și comunicată la nivelul interfeței sistemului de monitorizare, control și achiziții de date (SCADA) al OS;

Puterea activă maximă admisă prin dispoziția de redispecerizare – valoare puterii active a centralei electrice specificată în dispoziția de dispecer a OS, care reprezintă valoarea maximă a puterii active care poate fi injectată în rețea pe parcursul perioadei de referință;

Cantitatea de energie electrică nelivrată – cantitate de energie determinată în cazul în care dispoziția de redispecerizare descendentă emisă de OS este transmisă centralei SER/CÎE până la termenul limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare, și care constituie subiect al compensației financiare de către OS;

Cantitatea de energie electrică redispecerizată – cantitate de energie determinată în cazul în care dispoziția de redispecerizare descendentă emisă de OS este transmisă centralei SER/CÎE după termenul limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare, care este utilizată pentru decontarea dezechilibrelor și care nu constituie subiect al compensației financiare de către OS.

6. Metodologia se aplică centralelor electrice SER și centralelor electrice CÎE formate din module generatoare care se încadrează în categoriile de capacitate B, C și D precum și formate din module generatoare din categoria de capacitate A, în condițiile prevăzute la pct. 9 stabilite conform prevederilor Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice *(în continuare – Cod*) aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 423/2019 și pentru care este disponibil programul de funcționare pentru centrala electrică, în condițiile notificărilor fizice echilibrate a parții responsabile cu echilibrarea care și-a asumat responsabilitatea pentru centrala respectivă. Pentru ca centralele electrice SER/CÎE să beneficieze de plata compensațiilor financiare, instalațiile trebuie să respecte cerințele din Cod și Cerințele cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 108/2024 *(în continuare – Cerințe cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare)*.

7. În cazul centralelor electrice SER și centralelor electrice CÎE care sunt înregistrate și participă la piața energiei electrice de echilibrare în calitate de furnizori de serviciu de echilibrare, redispecerizarea descendentă poate fi aplicată doar după activarea ofertelor transmise de aceștia pe piața energiei electrice de echilibrare pentru direcția de reducere de putere.

8. Cerințele metodologiei se aplică în egală măsură centralelor electrice SER sau CÎE, care funcționează în baza unei notificări de funcționare provizorie, emisă de operatorul de sistem conform prevederilor Codului.

9. În cazul în care o centrală electrică SER sau o centrală electrică CÎE formată din module generaotare care se încadrează în categoria de capacitate A îndeplinește cerințele tehnice privind schimbul de date prin intermediul SCADA și de transmitere a programului de funcționare în cadrul notificărilor fizice, stabilite de OS, aceasta participă în procesul de redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice și primește compensații financiare, determinate conform metodologiei.

10. Nu se aplică compensațiile financiare în cazul:

10.1. centralelor electrice care au fost racordate la rețeaua electrică în baza unui acord de racordare în condiții flexibile, în temeiul căruia injecția în rețea a energiei nu este garantată în mod ferm în cazul aplicării limitărilor prevăzute în acordul/avizul de racordare în condiții flexibile;

10.2. centralelor care se află în perioadă de testare conform programului de testare aprobat de OS;

10.3. întreruperilor programate și neprogramate;

10.4. centralelor electrice care nu dispun de un sistem de estimare a puterii disponibile realizat conform cerințelor stabilite de OS în procedurile operaționale prevăzute la pct. 24 și nu sunt integrate în

sistemul SCADA al operatorului sistemului de transport și/sau, după caz, al operatorului sistemului de distribuție, în funcție de punctul de racordare a centralei electrice sau nu îndeplinesc condițiile de monitorizare și control al puterii active conform prevederilor Codului, Cerințelor cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare și a Avizului de racordare;

10.5. redispecerizării după timpul limită de transmiterea a notificărilor fizice și aprobarea programelor de funcționare a centralelor electrice, cu excepția valorii garanțiilor de origine;

10.6. centralelor electrice pentru care nu este prezentat și aprobat programul de funcționare în cadrul notificărilor fizice;

10.7. în care sistemul electroenergetic se afla în stare de urgență sau colaps, în conformitate cu prevederile HANRE nr. 644/2025 sau a fost suspendată activitatea de piață în conformitate cu prevederile Codului rețelelor electrice privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 645/2025.

Secțiunea 2
Cerințe privind redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER/CÎE

11. Operatorul sistemului de transport (*în continuare - OST*) și operatorii sistemului de distribuție (*în continuare - OSD*) asigură dezvoltarea rețelelor electrice pentru ca capacitatea rețelelor electrice să fie suficientă pentru transportul/distribuția energiei electrice produsă de centralele electrice SER și centralele electrice CÎE cu un grad minim de redispecerizare descendentă, în condițiile stabilite la art. 46 alin. (11) lit. a) din Legea nr. 164/2025.

12. În scopul asigurării siguranței sistemului electroenergetic și menținerii stabilității funcționării sistemului electroenergetic, sau a unor porțiuni distincte ale acestuia, OS emite dispoziții privind redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER sau a centralelor electrice CÎE, din motive legate de:

12.1. menținerea echilibrului puterilor în sistemul electroenergetic;

12.2. asigurarea calității reglajului frecvență/putere;

12.3. congestia unor elemente ale sistemului electroenergetic național, inclusiv congestia elementelor rețelelor electrice de distribuție.

13. Redispecerizarea descendentă se aplică în raport cu centralele electrice SER sau cu centralele electrice CÎE în următoarele situații:

13.1. nu există măsuri de remediere alternative;

13.2. au fost epuizate toate măsurile tehnice și comerciale disponibile pe piața energiei electrice de echilibrare;

13.3. măsurile de remediere alternative ar conduce la costuri disproporționate semnificativ sau la riscuri severe în ceea ce privește siguranța rețelei electrice.

14. OS evită pe cât este posibil redispecerizarea descendentă a centralelor electrice CÎE în perioada rece a anului, atunci când această măsură de remediere poate afecta continuitatea furnizării de energie termică către consumatorii finali.

15. Cantitatea de energie electrică a centralelor electrice SER/CÎE necesară de redispecerizat descendent se determină de către OST, iar în cazul redispecerizării aplicate pentru gestionarea congestiilor la nivelul rețelei electrice de distribuție – de către OSD, pe baza informațiilor privind starea de funcționare a sistemului electroenergetic național și echilibrul de puteri în sistem, astfel încât să asigure că sistemul de transport și distribuție rămâne în stare normală de funcționare, ținând cont de disponibilitatea rezervelor de reglaj frecvență-putere și a valorii schimburilor programate de energie pe liniile transfrontaliere necesare de respectat.

16. Dispozițiile se emit separat pentru fiecare centrală electrică și pot fi emise atât în cadrul etapei de planificare operative (anterior termenului limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare a centralelor electrice) cât și ulterior, inclusiv în timp real.

17. La emiterea unei dispoziții privind redispecerizarea descendentă a unei centrale electrice SER/CÎE, OS ține cont de caracteristicele tehnice și de reglaj ale instalației de producere a energiei electrice vizate, în limitele stabilite conform prevederilor Codului, Cerințelor cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare, Avizului de racordare și procedurilor operaționale prevăzute la pct. 24.

18. O dispoziție emisă de OS în scopul redispecerizării descendente a producerii energiei electrice în cadrul centralelor electrice SER/CÎE poate stabili:

18.1. limitarea puterii active până la valoarea-limită specificată în dispoziția OS pe care centrala electrică o poate injecta în sistem pentru numărul de intervale de echilibrare (15 minute/0.25 ore) specificat în dispoziție;

18.2. sistarea generării energiei electrice de centrala electrică.

19. OS emite dispoziții pentru sistarea generării energiei electrice de centrala electrică în condițiile în care limitarea necesară implică funcționarea sub minimumul tehnic al centralei electrice.

20. Perioada pentru care producerea de energie electrică este redispecerizată descendent trebuie să corespundă unui număr întreg de intervale de echilibrare (15 minute/0.25 ore).

21. În cazul în care starea sistemului electroenergetic o impune, OS poate emite una sau mai multe dispoziții privind redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice de către o centrală electrică SER/CÎE pentru aceeași perioadă de timp, cu condiția ca actualizarea unei dispoziții de dispecer sau o nouă dispoziție să actualizeze valoarea limită a puterii active produse doar pentru intervalele de decontare ulterioare emiterii/actualizării dispoziției.

22. În urma recepționării de la OS a unei dispoziții privind redispecerizarea descendentă producătorul de energie electrică deținător al centralei electrice SER/CÎE întreprinde acțiunile necesare pentru a menține valoare maximă a puterii active produse în perioadele prevăzute în dispoziție la valoarea limită specificată de OS. Dispoziția poate fi emisă inclusiv prin intermediul sistemului SCADA.

23. În scopul monitorizării și îndeplinirii dispoziției gestionarul centralei electrice SER/CÎE, are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al OS, conform cerințelor stabilite în Cod, Cerințele cu aplicabilitate generală pentru unitățile generatoare, Avizul de racordare și procedurile operaționale prevăzute la pct. 24.

24. OST elaborează, coordonează cu OSD și prezintă spre avizare către Agenție proceduri operaționale specifice de punere în aplicare a Metodologiei, care conțin, fără a se limita, următoarele aspecte:

24.1. modul de selectare a centralelor electrice pentru redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice;

24.2. modul de determinare a puterii disponibile a centralei electrice SER/CÎE, inclusiv în situația existenței instalațiilor de stocare integrate în cadrul centralelor electrice;

24.3. cerințele pentru înregistrarea, transmiterea, stocarea în sistemele locale, validarea valorilor utilizate în determinarea energiei electrice nelivrate și/sau redispecerizate;

24.4. modul de transmitere a datelor din SCADA operatorilor de distribuție către SCADA operatorului sistemului de transport și modul de coordonare operațională;

24.5. modul și procedura de confirmare a îndeplinirii condițiilor pentru achitarea compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă;

24.6. condițiile specifice pentru centralele electrice formate din module generatoare de tip A și tip B;

24.7. modul de decontare și de determinare a energiei electrice nelivrate și redispecerizate în cazul centralelor electrice SER/CÎE care sunt înregistrate și participă la piața energiei electrice de echilibrare în cadrul unităților sau grupurilor de furnizare a rezervelor.

25. OST și OSD colaborează și fac schimb de informațiile necesare pentru punerea în aplicare a Metodologiei, cu asigurarea păstrării, integrității și verificabilității informațiilor și datelor schimbate și utilizate în acest scop.

Secțiunea 3
Determinarea cantității de energie electrică nelivrată de centrala electrică SER/CÎE și cantității de energie electrică redispecerizată

26. Cantitatea de energie electrică redispecerizată descendent se determină în MWh, cu trei zecimale după virgulă.

27. Cantitatea de energie electrică nelivrată și cantitatea de energie electrică redispecerizată se determină separat pentru fiecare centrală electrică SER/CÎE redispecerizată descendent, pentru fiecare dispoziție emisă de OS și pentru fiecare interval de decontare.

28. În cazul în care dispoziția este transmisă până la termenul limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare a centralelor electrice, cantitatea de energie electrică nelivrată de centrala electrică SER/CÎE ca urmare a executării dispoziției „j", într-un interval de decontare „k", se calculează utilizând formula:

$$E_{nelivrat,kj} = \sum_{i=1}^{kint} \left[\begin{cases} max\left(0, P_{disp,i} - P_{red,i}\right) \times T_{ech,i}, dacă\ P_{red,i} = P_{prog,i} \\ 0, dacă\ P_{red,i} < P_{prog,i} \\ 0, dacă\ P_{red,i} > P_{prog,i} \end{cases} \right] \quad (1)$$

unde:

$P_{disp,i}$ – puterea disponibilă a centralei electrice SER/CÎE în intervalul echilibrare *„i"*, calculată ca valoare medie înregistrată de sistemul de monitorizare și control pe parcursul intervalului de echilibrare *„i"*, *MW*;

$P_{red,i}$ – puterea activă maximă admisă specificată în dispoziția de redispecerizare *„j*", pentru intervalul de echilibrare *„i" MW*.

$P_{prog,i}$ – puterea activă conform programului de funcționare din cadrul notificărilor fizice echilibrate a părții responsabile cu echilibrarea care și-a asumat responsabilitatea pentru centrala electrică în intervalul de echilibrare *„i"* din cadrul intervalul de decontare *„k"*, *MW*.

k_{int} – numărul de intervale de echilibrare complete pentru care a fost aplicată redispecerizarea descendentă în intervalul de decontare *„k"*;

T_{ech} – durata intervalului de echilibrare *i* (15 minute/0.25 ore).

29. În cazul în care, dispoziția de redispecerizare este transmisă către utilizator cu o oră sau mai puțin înaintea termenului limită pentru depunerea ofertelor pe piața zilei următoare pentru ziua de livrare și până la termenul limită de transmitere a notificărilor fizice finale, iar $P_{red,i} < P_{prog,i}$ pentru respectivele intervale de decontare, la calculul dezechilibrelor poziția netă contractuală a părții responsabile cu echilibrarea responsabilă de SER/CÎE în raport cu care a fost aplicată redispecerizarea descedentară, pentru intervalul de decontare „k" se reduce cu o cantitate egală cu cantitatea de energie electrică, determinată conform pct. 32.

30. Cantitatea de energie electrică nelivrată ca urmare a executării dispoziției „j", într-un interval de echilibrare „i", în cazul în care puterea activă maximă care poate fi injectată în rețea specificată în dispoziție este mai mare decât puterea activă conform programului de funcționare a centralei electrice SER/CÎE este egală cu zero.

31. Puterea activă maximă care poate fi injectată în rețea, specificată în dispoziția ($P_{red,i}$) în cazul dispunerii sistării centralei electrice este egală cu 0 (zero). Pentru intervalele de echilibrare în care puterea disponibilă nu a fost transmisă și/sau nu a fost recepționată în sistemul SCADA sau nu este disponibilă în cadrul în sistemelor de înregistrare locale din cadrul centralelor electrice, realizate în conformitate cu procedurile operaționale elaborate conform pct. 24, puterea disponibilă se va considera egală cu zero. Pentru intervalele de echilibrare cu notificări fizice în dezechilibru, puterea programată se va considera egală cu zero.

32. În cazul în care dispoziția este transmisă după termenul limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare a centralelor electrice, cantitatea de energie electrică redispecerizată pentru centrala electrică SER/CÎE ca urmare a executării dispoziției „j", într-un interval de decontare „k", urmare a îndeplinirii dispoziției se calculează utilizând formula:

$$E_{redisp,kj} = \sum_{i=1}^{kint} \left[max\left(0, P_{prog,i} - P_{red,i}\right) \times T_{ech,i} \right] (2)$$

unde:

$P_{red,i}$ – puterea activă maximă admisă specificată în dispoziția de redispecerizare *„j”*, pentru intervalul de echilibrare*„i” MW*.

$P_{prog,i}$ – puterea activă conform programului de funcționare din cadrul notificărilor fizice echilibrate a părții responsabile cu echilibrarea care și-a asumat responsabilitatea pentru centrala electrică în intervalul de echilibrare *„i”* din cadrul intervalul de decontare *„k”, MW*.

k_{int} – numărul de intervale de echilibrare complete pentru care a fost aplicată redispecerizarea descendentă în intervalul de decontare *„k”*;

T_{ech} – durata intervalului de echilibrare *i* (15 minute/0.25 ore).

Secțiunea 4
Determinarea compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER/CÎE în lipsa unor mecanisme de piață

33. Compensarea financiară pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER/CÎE se realizează în baza prezentei Metodologiei și a procedurilor operaționale prevăzute la pct. 24. Pentru a exclude implicațiile financiare asociate decontării dezechilibrelor determinate de micșorarea cantității de energie electrică produsă urmare a îndeplinirii dispoziției după termenului limită de transmitere a notificărilor fizice și validare a programelor de funcționare a centralelor electrice, la calculul dezechilibrelor poziția netă contractuală a părții responsabile cu echilibrarea responsabilă de SER/CÎE în raport cu care a fost aplicată redispecerizarea descedentară, pentru intervalul de decontare *„k”* se reduce cu o cantitate egală cu cantitatea de energie electrică redispecerizată, determinată conform Secțiunii 3. În acest caz, OS acoperă și contravaloarea garanțiilor de origine de care ar fi putut beneficia producătorii cu centrale electrice SER conform pct. 35.

34. Cu excepția cazurilor stabilite în pct. 10, compensația financiară pentru redispecerizarea descendentă a producerii energiei electrice unei centrale electrice SER/CÎE se determină în lei, pentru fiecare dispoziție *„j”* după cum urmează:

$$CF_j = \sum_{k=1}^{n} VR_k \ (3)$$

unde:

VR_k – reprezintă venitul ratat de producătorul de energie electrică cauzat de nelivrarea energiei electrice în intervalul de decontare *„k”* datorată limitării impuse de dispoziția *„j”,* lei.

35. Venitul ratat din cauza redispecerizării descendente a producerii energiei electrice unei centrale electrice SER/CÎE se determină pentru fiecare dispoziție *„j”* și interval de decontare *„k”*, după cum urmează:

$$VR_k = \ E_{nelivrat,kj} \cdot (P_{en,k} + C_{GO}) \ (4)$$

unde $E_{nelivrat,kj}$ – cantitatea de energie electrică nelivrată ca urmare a executării dispoziției *„j”* în intervalul de decontare *„k”*, determinată conform Secțiunii 3, MWh;

$P_{en,k}$ – prețul de închidere a pieței zilei următoare (PIP) pentru intervalul de tranzacționare *„k”*, stabilit de OPEE pe PZU, lei/MWh. Prin derogare, în cazul în care pentru anumite intervale de decontare *„k”* PIP este stabilit de OPEE conform pct. 128-131 din Regulile pieței energiei

electrice, la determinarea venitului ratat OS va aplica valoarea calculată conform pct. 780 din RPEE.

C_{GO} – prețul mediu ponderat de tranzacționare a garanțiilor de origine înregistrat la ultima licitație publică de vânzare a garanțiilor de origine organizată de către furnizorul central de energie electrică (FCEE), lei/garanție de origine. Garanția de origine se emite pentru echivalentul a 1 MWh. În cazul producătorilor de energie din surse regenerabile care nu sunt înregistrați în Registrul garanțiilor de origine, instituit și actualizat de către ANRE și a centralelor SER eligibile mici și care beneficiază de schema de sprijin stabilită până la intrarea în vigoare a Legii nr.10/2016 $C_{GO} = 0$ $(zero)$. FCEE va asigura transmiterea prețul de tranzacționare a garanțiilor de origine către OS în termen de 5 zile lucrătoare de la începutul fiecărei luni.

36. În cazul în care centrala electrică SER/CÎE comercializează energie electrică către FCEE la preț reglementat, prețul energiei electrice utilizat în calculul venitului ratat conform pct. 35 în intervalul de decontare „k" este egal cu prețul reglementat de vânzare a energiei electrice. În cazul producătorilor care sunt părți contractante în cadrul contractelor pentru diferență sau altor tipuri de contracte ce prevăd sprijin financiar, pentru cantitatea de energie electrică nelivrată care nu a fost tranzacționată pe piețele organizate, se va utiliza prețul reglementat de vânzare a energiei electrice. FCEE va asigura transmiterea prețurilor reglementate către OS în scopul decontării în termen de 5 zile lucrătoare de la începutul fiecărei luni.

Secțiunea 5
Plata compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă a producerii energiei electrice la centralele electrice SER

37. În termen de 12 (doisprezece) zile lucrătoare de la sfârșitul lunii în care producerea energiei electrice la centrala electrică SER/CÎE a fost supusă redispecerizării descendente, OS transmite gestionarului centralei electrice respective calculul cantității energiei electrice nelivrată urmare a dispozițiilor emise de OS, detaliat la nivel de dispoziție „j" și interval de decontare „k". Calculul pentru fiecare interval de echilibrare va conține date cu privire la puterea disponibilă înregistrată, puterea activă conform programului de funcționare, puterea activă redispecerizată.**Error! Reference source not found.**

38. În termen de 12 (doisprezece) zile lucrătoare de la sfârșitul lunii în care producerea energiei electrice la centrala electrică SER/CÎE a fost supusă redispecerizării descendente, OS transmite producătorului de energie electrică o notă de decontare cu valoarea compensației financiare specificată pentru fiecare interval de decontare „k" în care producerea energiei electrice a centralei SER/CÎE a fost limitată prin dispoziția „j", împreună cu valoarea totală a obligațiilor de plată ce reies din redispecerizarea descendentă a producerii și a venitului înregistrat datorită comercializării energiei electrice, care nu a fost produsă datorită redispecerizării descendente aplicată prin dispoziția „j" a OS, nota va conține inclusiv prețurile aplicate.

39. Orice contestație a producătorului de energie electrică privind cantitatea de energie electrică nelivrată sau privind valoarea compensațiilor financiare se transmite către OS în maxim 10 (două) zile lucrătoare din momentul recepționării informației respective de la OS. În termen de maxim 10 (două) zile lucrătoare de la recepționarea contestației, OS informează producătorul de energie electrică asupra acceptării sau respingerii contestației respective. Respingerea contestației este însoțită de o argumentare din partea OS, cu indicarea motivelor respingerii contestației depusă de producător.

40. Obligațiile de plată OP lunare privind redispecerizarea descendentă a centralei electrice SER/CÎE sunt calculate, după cum urmează:

$$OP = \sum_{j=1}^{n} CF_j \quad (5)$$

41. Compensațiile financiare pentru redispecerizarea descendentă se achită în termen de (7) șapte zile bancare de la data înregistrării facturii la OS. Existența unor contestații privind o parte a valorii compensației financiare nu suspendă achitarea părții necontestate a acesteia. În cazul în care, ulterior

achitării, valoarea compensației financiare este modificată ca urmare a examinării contestațiilor, diferența rezultată se achită sau se regularizează în termen de 7 zile bancare de la data stabilirii valorii respective.

42. Costurile suportate de OST pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER/CÎE sunt considerate drept cheltuieli aferente conducerii centralizate a sistemului electroenergetic, urmând a fi considerate la stabilirea tarifului reglementat pentru serviciul de transport al energiei electrice. Costurile suportate de OSD pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SER/CÎE sunt recuperate prin tarifele pentru serviciului de distribuție în baza documentelor justificative prezentate de OSD.

Secțiunea 6
Raportare

43. În scopul asigurării transparenței aplicării prezentei metodologii OS asigură evidența separată a dispozițiilor emise în scopul redispecerizării descendente a producerii energiei electrice produse de centrale electrice SER/CÎE. În acest sens, pentru fiecare dispoziție emisă, OS păstrează, fără a se limita la, următoarele informații:

43.1. numărul de identificare a dispoziției;
43.2. puterea activă maximă care poate fi injectată în rețea, în MW;
43.3. perioada pentru care producerea de energie electrică este redispecerizată descendent, cu specificarea intervalului de decontare de când producerea urmează a fi redusă și numărul de intervale de decontare pentru care puterea injectată este limitată;
43.4. puterea disponibilă pe perioada de redispecerizare descendentă
43.5. puterea programată pe perioada de redispecerizare descendentă;
43.6. puterea injectată în rețeaua electrică în fiecare interval de decontare aferent perioadei de redispecerizare descendentă;
43.7. cantitatea de energie electrică nelivrată, determinată conform Secțiunii 3, pentru fiecare interval de decontare aferent dispoziției de redespecerizare;
43.8. motivul emiterii dispoziției de redispecerizare descendentă conform pct. 12.

44. În raportul anual prezentat Agenției conform cerințelor art. 46 alin. (9) din Legea nr. 164/2025, OS transmite suplimentar următoarele informații privind redispecerizarea descendentă a producerii energiei electrice de către centralele electrice SER/CÎE, care vor include, fără a se limita la:

44.1. Numărul dispozițiilor emise, grupate în funcție de motivul redispecerizării descendente conform pct. 12;
44.2. Cantitatea de energie electrică nelivrată de centralele electrice SER sau CÎE urmare a îndeplinirii dispozițiilor privind redispecerizarea descendentă;
44.3. Valoarea compensațiilor financiare calculate pentru redispecerizarea descendentă a producerii energiei electrice la centralele electrice SER sau CÎE cu indicarea valorilor pentru componentele utilizate în calcul;
44.4. Centralele electrice SER sau CÎE pentru care au fost emise dispoziții privind redispecerizarea descendentă, cu indicarea numărului de ore în care producerea acestora a fost limitată;
44.5. Repartizarea dispozițiilor de redespecerizare în funcție de motivele prevăzute în pct. 12 și demonstrarea îndeplinirii situațiilor prevăzute în pct. 13.

45. În termen de 12 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii în care producerea energiei electrice la centrala electrică SER/CÎE a fost supusă redispecerizării descendente, OS transmite gestionarului centralei electrice respective motivul aplicării dispoziției conform pct. 13. OS publică lunar, pe pagina sa web, informația agregată privind dispozițiile emise, volumele limitate și motivele acestora.

NOTA DE FUNDAMENTARE

la proiectul Metodologiei de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în lipsa unor mecanisme de piață

1. Denumirea sau numele autorului și, după caz, a/al participanților la elaborarea proiectului actului normativ

Proiectul Metodologiei de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în lipsa unor mecanisme de piață, a fost elaborat de către Agenția Naționale pentru Reglementare în Energetică (în continuare - Agenția) cu suportul Secretariatului Comunității Energetice în cadrul proiectului *Independența și Reziliența Energetică a Moldovei* (Moldova Energy Independence and Resilience), finanțat de Uniunea Europeană.

2. Condițiile ce au impus elaborarea proiectului actului normativ

2.1. Temeiul legal sau, după caz, sursa proiectului actului normativ

Necesitatea elaborării și aprobării metodologiei de determinare a compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie (SRE) sau a centralelor de cogenerare de înaltă eficiență rezultă din cadrul normativ național deja adoptat. Articolul 28, alin. (9) din Legea nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (în continuare – Legea nr. 10/2016) instituie obligația Agenției de a stabili, modul de determinare a energiei nelivrate și a compensațiilor financiare ce urmează a fi achitate producătorilor ce dețin centrale electrice ce produc din SRE în situațiile în care producția lor este limitată din motive legate de siguranța sistemului sau de congestiile de rețea. Prin coroborare cu prevederile Legii nr. 164/2016 cu privire la energia electrică, prin care sunt transpuse un set de directive și regulamente ale Uniunii Europene (în continuare - UE), inclusiv Regulamentul UE nr. 2019/943 privind piața internă de energie electrică, dispozițiile de dispecere emise de operatorul sistemului de transport (în continuare - OST) în scopul reducerii producerii de energie electrică la centralele electrice din surse regenerabile sunt clasificate ca acțiuni de remediere aplicate de OST pentru a face față congestiilor interne și interzonale, precum și pentru menținerea securității operaționale. Mai exact reducerea producerii centralelor regenerabile sunt clasificate drept acțiuni de redispecerizare descendentă a producerii de energie electrică.

De asemenea, articolul 46 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică (în continuare - Legea nr. 164/2025) preia, în esență, cerințele articolului 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de energie electrică (în continuare - Regulamentul UE 2019/943), stabilind reguli detaliate pentru redispecerizarea descendentă a centralelor pe SRE și a celor de cogenerare de înaltă eficiență, care beneficiază de un regim special de dispecerizare și de activare a redispecerizării descendente, similar celui aplicat centralelor regenerabile.

Având în vedere nivelul de dezvoltare a pieței energiei de echilibrare și a pieței serviciilor de sistem se constată că la moment OST nu poate utiliza pe deplin acțiuni de remediere, inclusiv redispecerizarea generării de energie electrică în baza unor mecanisme competitive, în condiția existenței unui număr mic de participanți înregistrați la aceste piețe. În asemenea situații specifice, art. 46 alin. (8) din Legea nr. 164/2025 include un set de condiționalități care permite OST să redispecerizeze centralele electrice, inclusiv în lipsa unor mecanisme de piață, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

a) nu este disponibilă nicio alternativă bazată pe mecanisme de piață;
b) au fost utilizate toate resursele disponibile bazate pe mecanisme de piață;

c) numărul centralelor electrice, al instalațiilor de stocare a energiei sau al instalațiilor de consum dispecerizabil disponibile este prea mic pentru a asigura o concurență efectivă în zona în care se află instalații adecvate pentru furnizarea serviciului;
d) situația actuală a rețelelor electrice de transport duce la congestii în mod periodic și previzibil, astfel încât redispecerizarea bazată pe mecanisme de piață ar duce la prezentarea periodică de oferte strategice care ar crește nivelul congestiilor interne, și, în acest context, a fost adoptat un plan de acțiuni pentru abordarea acestor congestii.

Totodată, Legea nr. 164/2025 prevede că operatorul sistemului de transport trebuie să ia măsuri operaționale adecvate de rețea și de piață pentru a minimiza redispecerizarea descendentă a energiei electrice produse din SRE sau în cogenerare de înaltă eficiență și să asigure flexibilitatea rețelelor, astfel încât sistemul electroenergetic să poată fi gestionat în condiții de siguranță. În cazul utilizării redispecerizării descendente care nu se bazează pe mecanisme de piață, legea stabilește principii clare: centralele electrice pe SRE și centralele de cogenerare de înaltă eficiență pot fi supuse redispecerizării descendente doar dacă nu există alte alternative sau dacă alte soluții ar conduce la costuri semnificativ disproporționate ori la riscuri severe pentru securitatea rețelei electrice; energia autoprodusă și neinjectată în rețea nu poate fi supusă redispecerizării descendente, iar fiecare intervenție trebuie justificată transparent.

Art. 46, alin. (12) din Legea nr. 164/2025 stabilește și un set de principii care trebuie aplicate de OST în cazul în care se utilizează redispecerizare descendentă care nu este bazată pe mecanisme de piață, și anume:

e) centralele electrice care utilizează surse regenerabile de energie vor fi supuse redispecerizării descendente numai dacă nu există alternativă sau dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate semnificativ sau la riscuri severe pentru securitatea rețelei electrice;
f) energia electrică produsă în regim de cogenerare de înaltă eficiență va fi supusă redispecerizării descendente numai dacă, în afară de redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie, nu există alternativă sau dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate sau riscuri severe în ceea ce privește securitatea rețelei electrice;
g) energia electrică destinată autoconsumului provenind de la centrale electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau de la centrale electrice de cogenerare de înaltă eficiență și care nu este livrată în rețelele electrice nu va fi supusă redispecerizării descendente, cu excepția cazului în care nicio altă soluție nu ar rezolva problemele de securitate a rețelei electrice;
h) redispecerizarea descendentă aplicată în temeiul lit. a)–c) trebuie să fie justificată în mod corespunzător și transparent.

În acest context, proiectul Metodologiei constituie instrumentul normativ secundar necesar pentru implementarea prevederilor Legii nr. 10/2016 și Legii nr. 164/2025, precum și pentru realizarea conformității de facto cu art. 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu obligațiile asumate în cadrul Comunității Energetice *(Electricity Integration Package)*. Proiectul metodologiei de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență în lipsa unor mecanisme de piață urmărește să asigure:

(i) punerea în aplicare a prevederilor Legii nr. 10/2016 și Legii nr. 164/2025,
(ii) alinierea efectivă la principiile articolului 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 și
(iii) crearea unui cadru transparent și nediscriminatoriu pentru intervențiile OST asupra producătorilor pe SRE și cogenerare de înaltă eficiență, în lipsa unor mecanisme de piață funcționale.

2.2. Descrierea situației actuale și a problemelor care impun intervenția, inclusiv a cadrului normativ aplicabil și a deficiențelor/lacunelor normative

Sistemul energetic al Republicii Moldova are o capacitate limitată de a face față fluctuațiilor dintre producție și consum din cauza inflexibilității surselor de generare și a lipsei altor resurse flexibile, precum stocarea energiei și consumul dispecerizabil, situație care pune în pericol securitatea aprovizionării și stabilitatea operațională a sistemului electroenergetic național. În plus, Moldova, ca parte a Zonei Sincrone a Europei Continentale (CESA), este obligată să asigure rezervele operaționale necesare pentru a îndeplini cerințele care decurg din cerințele de funcționare a sistemului reglaj frecvență-putere (RFP) și alte servicii esențiale de sistem. De asemenea, ca parte a blocului de reglaj „Ukrenergo - Moldelectrica RFP", Î.S. „„Moldelectrica" are obligațiile de a asigura rezervele de echilibrare, în calitate de parte responsabilă pentru zona de reglaj din cadrul acestui bloc.

Odată cu aprobarea Legii nr. 164/2025, în iunie 2025, au fost creat cadrul legal primar pentru realizarea redispecerizării și comercializării în contra partidă a energiei electrice, conform principiilor și cerințelor *Pachetului de Integrare a Sectorului Energiei electrice*, adoptat la nivelul Comunității Energetice, și a prevederilor *Pachetului UE Energie Curată pentru Toți Europenii* (Clean Energy Package). Normele incluse în art. 46 din Legea nr. 164/2025 au venit în completarea art. 28 alin. (9) din Legea nr. 10/2016 privind promovarea energiei utilizate din surse regenerabile privind compensarea financiară a energiei nelivrate de către centralele electrice ce utilizează surse regenerabile de energie, stabilind mecanismele concrete prin care OST și OSD poate interveni la nivelul unei centrale pentru a modifica regimul de generare a energiei electrice în scopul menținerii stării de funcționare normală a sistemului electroenergetic.

În paralel, la 30 mai 2025, prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 276/2025, Agenția a aprobat lansarea pieței serviciilor de sistem și a pieței energiei electrice de echilibrare, o decizie ce reprezintă un pas fundamental în modernizarea sistemului electroenergetic național, cu obiectivul de a consolida securitatea energetică, de a facilita integrarea în piețele europene, de a crea un mediu investițional stabil și de a stimula competitivitatea sectorului.

Piața serviciilor de sistem este menită să contribuie la menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice și la funcționarea în condiții de siguranță a rețelei electrice de transport, iar piața de echilibrare trebuie să permită corectarea în timp real a dezechilibrelor dintre producție și consum, sporind stabilitatea sistemului. Piața serviciilor de sistem este o piață organizată de energie electrică prin intermediul căreia Î.S. "Moldelectrica", în calitate de operator al sistemului de transport al energiei electrice asigură achiziția serviciilor de sistem, aplicând mecanisme nediscriminatorii de piață (licitații pe perioade determinate) și/sau conform unor sarcini obligatorii, stabilite în conformitate cu Codurile rețelelor electrice.

Principalele produse licitate pe piața serviciilor de sistem sunt: rezervele pentru stabilizarea frecvențe (RSF), rezervele pentru restabilirea frecvenței (RRF automate sau RRF manuale); rezervele de putere activă disponibile pentru a readuce frecvența la valoarea ei nominală și pentru a restabili echilibrul de puteri la valoarea programată; rezervele de înlocuire (RI) - rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea sau menținerea nivelului necesar pentru a se pregăti preluarea dezechilibrelor următoare ale sistemului, inclusiv rezerva în exploatare.

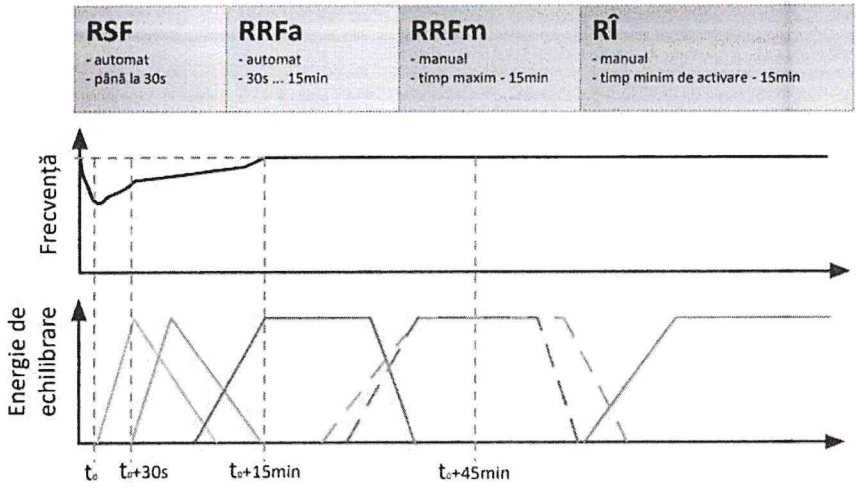


Figura 1: Servicii licitate pe piața serviciilor de sistem

Ulterior, la 22 septembrie 2025, Consiliul de administrație al Agenției a aprobat avizarea procedurilor operaționale și a contractelor aferente pieței serviciilor de sistem (PSS) și pieței energiei electrice de echilibrare (PEE), drept un ultim pas în scopul creării cadrului de reglementare necesar pentru lansarea acestor piețe, indispensabile pentru funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic național și pentru asigurarea continuității alimentării cu energie electrică a consumatorilor finali.

Totuși, conform rezultatelor publicate, pe parcursul anului 2025, de către Î.S. „Moldelectrica" privind rezultatele licitațiilor pe piața serviciilor de sistem și pe piața energiei de echilibrare evidențiază faptul că, în practică, piețele nou create nu dispuneau de participanți și de lichiditate. Rapoartele privind rezultatele licitațiilor pe Piața Serviciilor de Sistem până la finele lunii decembrie 2025, pentru toate produsele licitate (FCR, aFRR up/down, mFRR up/down) cantitățile ofertate și contractate erau în toate intervalele orare egale cu zero, ceea ce indica lipsa ofertelor din partea furnizorilor calificați. Situații similare se regăseau și în alte rapoarte publicate începând cu septembrie 2025, ceea ce demonstra un blocaj structural: există un cadru de piață adoptat, dar nu există resurse de echilibrare dispuse sau capabile să participe la aceste piețe. Astfel, nu a fost înregistrată nici o ofertă pe piața serviciilor de sistem, și nici nu au fost înregistrați furnizori de servicii de sistem calificați pentru prestarea serviciilor respective.

În aceste condiții, OST nu poate obține prin licitații pe deplin resursele de echilibrare necesare pentru menținerea funcționării în siguranță a sistemului electroenergetic. Practic, sistemul electroenergetic național nu poate fi echilibrat, în mod normal, prin instrumente de piață, operatorul de sistem având la dispoziție un număr limitat de măsuri de remediere – în principal utilizarea interconexiunilor și a schimburilor transfrontaliere, reconfigurarea fluxurilor și, în situații limite, măsuri de restricționare a consumului.

Menționăm că Agenția a impus Î.S. „Moldelectrica", prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 561 din 29 septembrie 2025, o obligație temporară de serviciu public de achiziție a capacităților de echilibrare prin alte mecanisme decât mecanismul de piață, care să permită furnizarea de servicii de sistem și energie de echilibrare în regim stabil și previzibil. În urma acestei hotărâri, OST a lansat o procedură de licitație având ca scop selectarea unor proiecte de capacități de echilibrare, în baza unei documentații avizate de ANRE, care descrie parametrii tehnici și comerciali ai unităților ce urmează a fi construite și integrate în sistemul electroenergetic. Această soluție însă are un orizont de timp mediu–lung (perioada de investiție și punere în funcțiune a noilor centrale), ceea ce lasă în continuare un gol de instrumente de echilibrare pe termen scurt și imediat.

În consecință, pentru acoperirea dezechilibrelor și menținerea frecvenței, sistemul se bazează, în principal, pe importuri, pe interconexiuni și pe măsuri operative de natură necomercială.

De menționat că și până la momentul de față se constată un interes scăzut în ceea ce privește participarea furnizorilor calificați la piața energiei electrice de echilibrare și a serviciilor de sistem, fiind înregistrați doar 2 furnizori calificați pe piața serviciilor de sistem și câțiva pe piața serviciilor de echilibrare.

În paralel, structura mixului de producere din Republica Moldova se schimbă rapid. Conform datelor sintetizate de Centrul Național pentru Energie Durabilă, capacitatea totală de producere din surse regenerabile a crescut accelerat în ultimii ani, atingând circa 1119,18 MW la sfârșitul lunii august 2026, cu creșteri anuale în perioada 2022-2025 de ordinul a sute de MW. Capacitățile instalate a centralelor SRE urmează să crească și mai mult pentru a atinge traiectoria de dezvoltare stabilită în Planul Național Integrat pentru Energie și Climă (în continuare – PNIEC), Guvernul fiind în proces de desfășurare a celei de-a doua licitație pentru oferirea statutului de producător eligibil mare pentru a susține în continuare dezvoltarea centralelor SRE, acest lucru fiind recunoscut drept o prioritate.

Pe de o parte, această creștere accelerată a capacităților eoliene și solare este esențială pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare și pentru alinierea la țintele UE și ale Comunității Energetice. Pe de altă parte, ea sporește volatilitatea producției și necesarul de flexibilitate al sistemului: din motiv că, în anumite ore, producția din SRE depășește cererea internă sau capacitatea netă de transport a interconexiunilor cu statele vecine.

Expansiunea rapidă a surselor regenerabile intermitente, concentrată în special în anumite regiuni cu potențial solar și eolian ridicat, are multiple consecințe asupra funcționării sistemului electroenergetic:

- Creșterea variabilității producției și a gradului de incertitudine privind profilul de generare, care amplifică nevoia de rezerve de putere și de flexibilitate operațională.
- Riscul tot mai frecvent de apariție a surplusurilor de energie regenerabilă în anumite intervale orare (în special în orele cu iradiere solară maximă și consum redus), în condițiile unei capacități limitate de export și a dependenței în continuare de importurile de energie pentru anumite perioade și pentru asigurarea adecvanței.
- Apariția unor congestii locale în rețelele de transport și distribuție, pe fondul conectării unui număr sporit de instalații regenerabile, inclusiv instalații de dimensiuni medii și mici pe rețelele de distribuție, ceea ce poate impune, în mod punctual, măsuri de redispecerizare descendentă pentru menținerea siguranței și stabilității sistemului.

În plus, dinamica accelerată a dezvoltării capacităților regenerabile, combinată cu întârzierea dezvoltării resurselor interne de echilibrare și a serviciilor de sistem, sugerează că în anii următori probabilitatea apariției unor situații recurente de surplus de producție regenerabilă va crește, ceea ce face absolut necesară existența unui cadru de reglementare detaliat pentru redispecerizarea descendentă și compensarea producătorilor afectați.

În acest context, art. 46, alin. (12) din Legea nr. 164/2025 include unele prevederi speciale, care permit recurgerea la redispecerizarea descendentă a centralelor SRE sau a celor de cogenerare de înaltă eficiență, inclusiv în afara unor mecanisme bazate pe principii de piață în cazul redispecerizării descendente a centralelor electrice. Mai exact, redispecerizarea descendentă a centralelor pe SRE sau a celor de cogenerare de înaltă eficiență poate fi aplicată în calitatea de măsură de ultimă instanță, aplicabilă numai atunci când nu există alte alternative sau când alte soluții ar genera costuri disproporționate ori riscuri severe pentru siguranța sistemului.

Chiar dacă principiile generale privind redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SRE sau a celor de cogenerare de înaltă eficiență sunt deja reflectate la nivel de lege (Legea nr. 10/2016 și Legea nr. 164/2025), nu există încă o metodologia detaliată care să stabilească modul concret de calcul al compensațiilor financiare pentru situațiile în care redispecerizarea descendentă se realizează în afara mecanismelor de piață, pe baze transparente și nediscriminatorii, și să distingă clar căror tipuri de producători se aplică. Deși legea permite expres redispecerizarea descendentă în condițiile menționate, OST sau OSD nu dispune de un cadru secundar clar, pe baza căruia să intervină în graficele de funcționare ale acestor centrale fără a crea riscuri de litigii, de tratament inegal sau de insecuritate juridică pentru investitori. În lipsa metodologiei următoarele probleme urmează să persiste:

- piețele de servicii de sistem și de echilibrare nu pot furniza, pe termen scurt, resursele necesare, iar redispecerizarea descendentă a SRE și a cogenerării de înaltă eficiență nu poate fi utilizată ca măsură suplimentară de remediere;
- sistemul electroenergetic este expus unui risc crescut de dezechilibre și de situații în care operatorul nu are la dispoziție instrumente eficiente pentru a menține funcționarea în regim normal;
- producătorii din SRE și cogenerare nu au vizibilitate asupra modului în care ar putea fi afectați de eventuale intervenții de redispecerizare și asupra nivelului de compensație pe care l-ar primi, ceea ce afectează predictibilitatea veniturilor și deciziile de investiții.

Într-o altă ordine de idei, adoptarea metodologiei propuse va permite:

- să completeze setul de măsuri de remediere aflate la dispoziția OST și OSD, prin instituirea unui mecanism clar, transparent și nediscriminatoriu de redispecerizare descendentă a centralelor pe SRE sau a celor de cogenerare de înaltă eficiență, utilizat exclusiv ca ultimă instanță, în conformitate cu art. 46 din Legea nr. 164/2025;
- să asigure transparența și predictibilitatea procesului pentru producători, prin reguli explicite de calcul al volumelor redispecerizate și al compensațiilor financiare, astfel încât poziția lor financiară să nu fie deteriorată ca urmare a unei intervenții dispuse în interesul siguranței sistemului;
- să se creeze premisele pentru dezvoltarea, în paralel, a piețelor de servicii de sistem și de echilibrare, prin clarificarea modului în care se vor trata, în afara mecanismelor de piață, situațiile excepționale care impun redispecerizarea descendentă a producției din SRE sau cogenerare de înaltă eficiență.

În concluzie, absența participanților și a lichidității pe piețele de servicii de sistem și de echilibrare, capacitatea limitată a OST de a echilibra sistemul doar prin mecanisme de piață, lipsa unei metodologii de compensare pentru redispecerizarea descendentă și creșterea accelerată a capacităților eoliene și fotovoltaice converg către aceeași necesitate - instituirea rapidă a unui cadru de reglementare compatibil cu articolul 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu art. 46 din Legea nr. 164/2025, care să permită utilizarea controlată și compensată corespunzător a redispecerizării descendente ca măsură de ultimă instanță pentru menținerea siguranței sistemului electroenergetic național.

3. Obiectivele urmărite și soluțiile propuse

3.1. Principalele prevederi ale proiectului și evidențierea elementelor noi

Proiectul Metodologiei de determinare a compensației financiare pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau a centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență are ca obiectiv principal operaționalizarea

prevederilor art. 28 alin. (9) din Legea nr. 10/2016 și art. 46 alin. (7) și (12) din Legea nr. 164/2025, printr-un set unitar de reguli tehnice și economice, aplicabile în situațiile în care producerea de energie electrică la aceste centrale este redusă sau oprită prin dispoziții ale operatorului de sistem, în lipsa unor mecanisme de piață. Metodologia propusă transformă aceste prevederi legale, de nivel principial, într-un mecanism concret care stabilește modul în care se calculează cantitatea de energie nelivrată și compensația financiară aferentă, precum și condițiile în care redispecerizarea descendentă poate fi utilizată și limitele acesteia.

Obiectivul general al proiectului de act normativ este instituirea unui cadru de reglementare clar, predictibil și compatibil cu standardele Uniunii Europene și ale Comunității Energetice pentru determinarea compensațiilor financiare aferente redispecerizării descendente a centralelor electrice ce utilizează surse regenerabile de energie sau a centralelor cu cogenerare de înaltă eficiență, în situațiile în care astfel de măsuri nu pot fi realizate prin mecanisme de piață.
Prin această Metodologie se urmărește, în plan practic:

- să se ofere producătorilor din surse regenerabile sau de cogenerare de înaltă eficiență certitudine privind modul de calcul al compensațiilor în cazul reducerii forțate a producției impuse de operatorul de sistem, în scopul menținerii siguranței în funcționare a sistemului;
- să se creeze pentru Î.S. „Moldelectrica" un instrument operațional unitar, care să permită luarea deciziilor de redispecerizare descendentă în mod transparent, justificat și verificabil, reducând riscul de tratament discriminatoriu și asigurând trasabilitatea costurilor respective;
- să se asigure o aliniere deplină la cerințele art. 46 din Legea nr. 164/2025 și art. 28 din Legea nr. 10/2016, evitând atât sub-compensarea, cât și supra-compensarea pentru redispecerizarea descendentă a centralelor electrice SRE sau a celor cu cogenerare de înaltă eficiență, iar cantitatea de energie electrică și costul redispecerizării descendente să fie menținute la un nivel rezonabil și justificat tehnico-economic.

În plan normativ, proiectul introduce următoarele elemente principale:
Un prim set important de prevederi vizează definirea domeniului de aplicare și a sferei de subiecți. Metodologia se aplică centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie (centrale SRE) și centralelor electrice în regim de cogenerare de înaltă eficiență (centrale CÎE), care se încadrează în categoriile de capacitate B, C și D, stabilite conform Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețele aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 423/2019 și pentru care este disponibil programul de funcționare pentru centrala electrică, în condițiile notificărilor echilibrate a părții responsabile cu echilibrarea care și-a asumat responsabilitatea pentru centrala respectivă. De asemenea, se prevede explicit că și centralele de categoria A pot participa la procesul de redispecerizare descendentă și pot beneficia de compensații, în condițiile în care îndeplinesc cerințele tehnice privind schimbul de date prin SCADA și de transmitere a programului de funcționare, stabilite de OS, și notifică operatorul de sistem cu privire la intenția de participare. Prin aceasta se extinde, în mod controlat, baza de resurse care pot furniza flexibilitate sistemului, menținând totodată exigențe clare de monitorizare tehnică. Totodată, se stabilește că metodologia nu se aplică centralelor racordate în baza unui acord de racordare în condiții flexibile, în temeiul căruia livrarea energiei nu este garantată ferm, centralelor care se află în perioadă de testare, centralelor electrice care nu dispun de un sistem de estimare a puterii disponibile realizat conform cerințelor stabilite de OS, centralelor electrice pentru care nu este prezentat și aprobat programul de funcționare în cadrul notificărilor fizice.

De asemenea, metodologia prevede neaplicarea mecanismului de compensare financiară în cazul întreruperilor programate și neprogramate ale centralei electrice, care constituie situații distincte cele care fac obiectul mecanismului de compensare financiară. Un al doilea bloc de prevederi

determină cadrul general şi principiile de reglementare ale redispecerizării descendente în afara unor mecanisme bazate pe principii de piaţă. Se consacră, în mod expres, faptul că Metodologia se aplică doar în cazul redispecerizării descendente care nu se bazează pe mecanisme de piaţă – adică în situaţiile în care nu există sau nu pot fi utilizate suficient ofertele de echilibrare şi alte instrumente de piaţă pentru remedierea dezechilibrelor şi a congestiilor – şi doar pentru situaţiile prevăzute de art. 46 alin. (8) din Legea nr. 164/2025. În acelaşi timp, sunt formulate trei condiţii cumulative pentru a putea recurge la astfel de măsuri: nu există măsuri alternative de remediere; măsurile tehnice şi comerciale disponibile pe piaţa energiei electrice de echilibrare au fost epuizate; alternativele rămase ar presupune costuri disproporţionate sau riscuri severe pentru securitatea reţelei. Aceste condiţii transpun în detaliu principiul „acţiunii de ultimă instanţă" şi fixează un standard minim de justificare pentru fiecare dispoziţie de dispecer.

În aceiaşi ordine de idei, metodologia impune operatorului sistemului de transport şi operatorilor de distribuţie obligaţia de a asigura, pe cât posibil, o capacitate suficientă a reţelelor pentru transportul şi distribuţia energiei produse de centralele SRE/CÎE cu un grad minim de redispecerizare. Se consacră, de asemenea, o protecţie suplimentară pentru centralele de cogenerare în perioada rece a anului, OST având obligaţia de a evita redispecerizarea descendentă în măsura în care aceasta pune în pericol continuitatea furnizării energiei termice către consumatori. În acest fel, actul urmăreşte nu doar echilibrul electric, ci şi protejarea serviciilor esenţiale de alimentare centralizată cu energie termică.

Metodologia prevede că dispoziţiile se emit separat pentru fiecare centrală, cu indicarea clară a perioadei (număr întreg de intervale de decontare) şi a nivelului maxim de putere activă permisă sau, după caz, a obligaţiei de sistare totală a producţiei. De asemene, prevede că OST elaborează, consultă cu OSD şi prezintă spre avizare către Agenţie proceduri operaţionale specifice de punere în aplicare a Metodologiei, care conţin, fără a se limita, modul de selectare a centralelor electrice pentru redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice, modul de determinare a puterii disponibile a centralei electrice SER/CÎE, inclusiv în situaţia existenţei instalaţiilor de stocare integrate în cadrul centralelor electrice, cerinţele pentru înregistrarea, transmiterea, stocarea în sistemele locale, validarea valorilor utilizate în determinarea energiei electrice nelivrate şi/sau redispecerizate, modul de transmitere a datelor din SCADA operatorilor de distribuţie către SCADA operatorului sistemului de transport şi modul de coordonare operaţională, modul şi procedura de confirmare a îndeplinirii condiţiilor pentru achitarea compensaţiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă, condiţiile specifice pentru centralele electrice formate din module generatoare de tip A şi tip B, modul de decontare şi de determinare a energiei electrice nelivrate şi redispecerizate în cazul centralelor electrice SER/CÎE care sunt înregistrate şi participă la piaţa energiei electrice de echilibrare în cadrul unităţilor sau grupurilor de furnizare a rezervelor.

OST şi OSD are posibilitatea de a actualiza dispoziţiile în funcţie de evoluţia stării sistemului electroenergetic, cu condiţia ca modificările să vizeze doar intervalele de decontare ulterioare. Se ţine cont de caracteristicile tehnice şi de reglaj ale fiecărei instalaţii. Aceste prevederi asigură un tratament adaptat caracteristicilor tehnice ale centralelor şi evită interpretările arbitrare.

Cantitatea de energie nelivrată urmează a fi determinată, în MWh, separat pentru fiecare dispoziţie de dispecer şi pentru fiecare interval de decontare. Pentru centralele dotate cu sisteme de monitorizare şi control care determină şi comunică OST „puterea disponibilă" a centralei, energia nelivrată se determină ca diferenţă între puterea disponibilă medie pe interval şi puterea activă maximă specificată prin dispoziţia de dispecer, înmulţită cu durata intervalului de echilibrare. În cazul sistării complete a centralei, puterea activă maximă admisă se consideră zero. Prin aceste reguli, metodologia introduce un mecanism de calcul obiectiv şi verificabil.

În continuare, Secțiunea 4 stabilește modul de determinare a compensațiilor financiare pentru energia nelivrată. Metodologia definește venitul ratat pentru fiecare interval de decontare ca produs între cantitatea de energie nelivrată și un preț relevant al energiei electrice, la care se adaugă, după caz, componenta valorică aferentă garanțiilor de origine (pentru centralele SRE care beneficiază de astfel de venituri). Prețul de referință utilizat reprezintă prețul de închidere a pieței zilei următoare (PIP) pentru intervalul de tranzacționare stabilit de OPEE în baza intersecției curbei cererii și ofertei rezultate din tranzacțiile încheiate pe PZU. Prin derogare, în cazul în care pentru anumite intervale de decontare PIP este stabilit de OPEE conform pct. 128-131 din Regulile pieței energiei electrice, la determinarea venitului ratat OS va aplica valoarea calculată conform pct. 780 din RPEE.

Secțiunea 5 completează mecanismul prin stabilirea procedurilor de decontare și a termenelor, iar Secțiunea 6 introduc cerințe de raportare. OST este obligat să păstreze evidențe detaliate pentru fiecare dispoziție de dispecer (numărul, puterea limitată, perioada, disponibilitatea sursei primare etc.) și să raporteze anual către ANRE informații privind numărul dispozițiilor de dispecer pe motive, volumele de energie nelivrată, valoarea compensațiilor și centralele afectate, inclusiv repartizarea dispozițiilor de redespecerizare în funcție de motivele prevăzute în pct. 13 și demonstrarea îndeplinirii situațiilor din pct. 14 din Metodologie.

Prin acest ansamblu de prevederi, Metodologia urmărește obiective clare și măsurabile: crearea unui cadru unitar și transparent de calcul al energiei nelivrată și al compensațiilor; reducerea riscului de tratament arbitrar sau discriminatoriu al centralelor SRE/CÎE; protejarea investițiilor prin compensarea veniturilor ratate într-un mod obiectiv și justificat; precum și îmbunătățirea monitorizării și a planificării rețelei astfel încât, pe termen mediu, volumul energiei redispecerizate descendent și costurile aferente să fie menținute la un nivel minim, în conformitate cu bunele practici europene.

În faza actuală, în care piețele respective sunt lansate, dar încă nu există un portofoliu suficient de furnizori de servicii de echilibrare din rândul centralelor flexibile sau al altor resurse, Metodologia urmează să funcționeze ca un mecanism de protecție pentru producătorii regenerabili și de cogenerare de înaltă eficiență. Pe măsură ce piețele de echilibrare și serviciile de sistem se dezvoltă, iar capacitățile interne și transfrontaliere cresc, ponderea situațiilor în care se apelează la redispecerizare descendentă în lipsa unor mecanisme de piață și, implicit, la această Metodologie urmează să se reducă semnificativ.

3.2. Opțiunile alternative analizate și motivele pentru care acestea nu au fost luate în considerare

În analiza opțiunilor de intervenție, principala alternativă considerată a fost **opțiunea „a nu face nimic" (business as usual)**, respectiv menținerea cadrului existent, fără elaborarea și aprobarea unei metodologii detaliate de determinare a compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă respectiv menținerea situației existente în care prevederile art. 28 alin. (9) din Legea nr. 10/2016 și ale art. 46 alin. (7) și (12) din Legea nr. 164/2025 rămân fără o metodologie de aplicare la nivel secundar. Într-un astfel de scenariu, obligația legală de compensare a centralelor SRE și CÎE supuse redispecerizării descendente în lipsa unor mecanisme de piață ar rămâne declarativă, fără un mecanism de calcul, de decontare și de raportare clar definit.
În scenariul business as usual:

- deciziile de redispecerizare descendentă ar continua să fie fundamentate pe dispoziții generale din legislația primară și pe reguli operaționale interne ale operatorului de sistem, fără un cadru explicit și detaliat de calcul al compensațiilor;

- în lipsa unei metodologii clare, modul de calcul al compensațiilor ar fi susceptibil de interpretări diferite de la caz la caz, ceea ce ar putea genera controverse, dispută și litigii între producători, operatorul de sistem și participanții la piață;
- investitorii în capacități regenerabile și de cogenerare de înaltă eficiență ar continua să perceapă riscul de redispecerizare descendentă ca neclar și neacoperit suficient contractual, ceea ce ar afecta bancabilitatea proiectelor, costul capitalului și nivelul de investiții, în special în noi instalații intermitente (fotovoltaice și eoliene).

În condițiile creșterii rapide a capacităților regenerabile și a absenței, pe termen scurt, a unor surse suficiente de echilibrare și servicii de sistem, operatorul de sistem ar continua să fie confruntat cu situații în care, pentru menținerea stabilității frecvență/putere și pentru gestionarea congestiilor, ar fi nevoit să limiteze sau să oprească temporar producția unor centrale SRE/CÎE. Fără Metodologie, astfel de intervenții ar trebui oricum realizate, dar fără un cadru clar de calcul al energiei nelivrate și al compensațiilor, ceea ce ar genera un șir de dezavantaje majore în raport cu opțiunea adoptării Metodologiei.

În primul rând, nu ar exista un mod unitar și obiectiv de determinare a cantității de energie nelivrată, de asemenea nu ar exista un cadru clar de compensare financiară. Fără formulele din Secțiunea 4, compensațiile, dacă ar fi acordate, s-ar negocia ad-hoc, prin aranjamente contractuale bilaterale sau decizii punctuale, cu un grad ridicat de opacitate și posibil tratament diferențiat între producători. Lipsa unor criterii uniforme (venit ratat calculat în raport cu prețul de piață sau prețul reglementat, integrarea veniturilor din garanții de origine) ar crea un teren fertil pentru acuzații de discriminare și pentru presiuni asupra operatorului de sistem și a Agenției. Metodologia, în schimb, stabilește formule standardizate, aplicabile tuturor producătorilor eligibili, cu adaptări justificate doar de tipul de regim comercial (piață liberă, tarif reglementat, CfD), ceea ce asigură transparență și previzibilitate.

Prin contrast, adoptarea Metodologiei propuse permite:
- transformarea obligațiilor legale și europene într-un mecanism operațional complet (definiții, condiții de aplicare, formule, proceduri, raportare);
- protejarea echitabilă a producătorilor SRE și CÎE, care vor cunoaște dinainte modul de calcul al compensațiilor;
- consolidarea disciplinei și a transparenței în activitatea operatorului de sistem și a pieței de echilibrare, prin marcarea separată a tranzacțiilor destinate managementului congestiilor și prin reflectarea costurilor respective în tariful de transport, cu control din partea ANRE;
- obținerea, pe termen mediu, a unei imagini clare asupra volumelor și cauzelor redispecerizării descendente, indispensabilă pentru planificarea investițiilor în rețele și în resurse de echilibrare.

În aceste condiții, opțiunea de a nu elabora și adopta Metodologia a fost considerată neadecvată și contrară interesului public, iar soluția propusă – aprobarea Metodologiei – este justificată atât din perspectiva necesității practice de a gestiona corespunzător creșterea capacităților regenerabile, cât și din perspectiva conformității cu legislația națională și angajamentele europene.

4. Analiza impactului de reglementare

4.1. Impactul asupra sectorului public

Adoptarea Metodologiei are implicații directe asupra **Î.S. „Moldelectrica”**, în calitate de operator de sistem și gestionar al pieței de echilibrare, care va trebui:
- să adapteze procedurile operaționale și sistemele informatice pentru a putea calcula și deconta compensațiile în conformitate cu Metodologia;

- să asigure colectarea și gestionarea datelor privind volumele redispecerizate, prețurile de referință pentru calculul corect al compensațiilor;
- să integreze raportarea acestor volume și costuri în rapoartele anuale și în comunicarea cu Agenția și, pe termen lung, cu platformele regionale relevante.

Nu se preconizează crearea unor noi instituții sau reorganizarea celor existente, Metodologia fiind concepută să se încadreze în arhitectura instituțională actuală. Efortul suplimentar pentru sectorul public se va concentra pe:

- formarea și instruirea personalului operatorului de sistem în aplicarea Metodologiei;
- adaptarea sistemelor informatice de piață și de decontare, proces care oricum este prevăzut în contextul lansării și consolidării pieței de echilibrare și a serviciilor de sistem.

Impactul structural asupra sectorului public este apreciat ca pozitiv pe termen mediu și lung, întrucât Metodologia:

- clarifică rolurile și responsabilitățile instituționale în gestionarea redispecerizării descendente;
- contribuie la profesionalizarea și la consolidarea capacității Agenției și a Î.S. „Moldelectrica" de a aplica reguli moderne de gestiune a congestiilor și a flexibilității, în linie cu standardele UE și ale Comunității Energetice.

4.2. Impactul financiar și argumentarea costurilor estimative

Metodologia nu implică **costuri directe semnificative pentru bugetul de stat** sau pentru alte bugete din sectorul public, întrucât compensațiile financiare pentru redispecerizarea descendentă sunt plătite de către operatorul de sistem și, în ultimă instanță, reflectate în tarifele reglementate (tarife de transport).

În absența unui istoric consolidat de redispecerizare descendentă și a unor estimări robuste ale volumelor potențiale, costurile nu pot fi cuantificate ex ante cu precizie. Totuși, se pot formula câteva considerente:

- având în vedere limitele prevăzute de art. 46 din Legea nr. 164/2025 (de ex. plafonul orientativ de 5% din energia anuală produsă de instalațiile regenerabile conectate la rețea) și obiectivul explicit de a minimiza redispecerizarea descendentă, volumul de energie pentru care se vor plăti compensații este așteptat să rămână mic spre moderat.
- costurile asociate compensațiilor vor reflecta, în esență, **veniturile nete pierdute** de producători și vor fi limitate de faptul că redispecerizarea în lipsa unor mecanisme bazate pe piață se activează doar când nu există alternative de piață sau acestea ar presupune costuri mult mai mari.
- pe termen mediu, dezvoltarea pieței de echilibrare și a serviciilor de sistem, inclusiv atragerea de investiții în capacități flexibile, ar trebui să conducă la reducerea frecvenței utilizării redispecerizării descendente și, implicit, a costurilor aferente.

În ceea ce privește impactul pe tarife, costurile de redispecerizare descendentă și compensațiile aferente se vor reflecta în:

- tarifele de transport și, eventual, în componentele tarifare aferente conducerii centralizate a sistemului, aprobate de Agenție;
- acestea vor fi supuse evaluării de eficiență și justificării în cadrul procesului de aprobare a tarifelor, ceea ce va permite prevenirea transferului către consumatori a unor costuri nejustificate.

Per ansamblu, impactul financiar asupra bugetelor publice este considerat limitat, iar asupra consumatorilor – gestionabil şi proporţional, în raport cu beneficiile de siguranţă energetică şi de stimulare a investiţiilor în surse regenerabile şi de cogenerare de înaltă eficienţă.

4.3. Impactul asupra sectorului privat

Impactul principal asupra sectorului privat se manifestă asupra:

- producătorilor din surse regenerabile de energie (eoliene, fotovoltaice, biogaz, hidro de mică putere etc.), inclusiv producătorii eligibili ce beneficiază de schemele de sprijin conform Legii nr. 10/2016 şi cei care beneficiază de schema de sprijin stabilită până la intrarea în vigoare a Legii nr.10/2016;
- producătorilor care operează centrale de cogenerare de înaltă eficienţă, în special cei care furnizează şi agent termic pentru sisteme centralizate de alimentare cu energie termică.

Astfel, la finele trimestrului II al anului 2026, numărul total al producătorilor de energie electrică din surse regenerabile şi al producătorilor care operează centrale de cogenerare de înaltă eficienţă constituie 559, după cum urmează:

Tehnologia de producere a energiei electrice	**Nr. producătorilor**	**Capacitatea instalată, MW**
Cogenerare de înaltă eficienţă	2	383,4
Centrale electrice fotovoltaice	448	573,0
Centrale electrice eoliene	98	247,9
Biogaz	7	8,5
Hidro	1	16,5
Total	556	1229,3

Prin urmare, producătorii menţionaţi reprezintă categoria de participanţi din sectorul privat ale căror activităţi economice sunt influenţate în mod direct de aplicarea reglementării.

Pentru aceste categorii de participanţi, Metodologia are un impact preponderent pozitiv, întrucât:

- introduce predictibilitate şi transparenţă asupra modului în care se calculează compensaţiile, reducând riscul reglementar şi juridic;
- consolidează bancabilitatea proiectelor, facilitând dialogul cu finanţatorii şi reducând costul capitalului prin clarificarea riscului de redispecerizare descendentă şi a modului în care acesta este compensat.

Totodată, un element important care contribuie la asigurarea predictibilităţii şi transparenţei mecanismului de compensare îl constituie modul de determinare a venitului ratat de producător. În acest sens, Metodologia defineşte venitul ratat de producătorul de energie electrică cauzat de nelivrarea energiei electrice în intervalul de decontare ca produs între cantitatea de energie electrică nelivrată, într-un interval de decontare şi preţul de închidere a pieţei zilei următoare (PIP) pentru intervalul de decontare, stabilit de OPEE pe PZU, lei/MWh.

În acest context, nivelul preţurilor înregistrate pe PZU reprezintă un reper relevant pentru evidenţierea valorii economice a energiei electrice nelivrate şi, implicit, pentru determinarea venitului ratat care stă la baza calculării compensaţiei financiare. Astfel, conform informaţiei prezentate în Rapoartele de piaţă lunare pentru luna august şi septembrie 2026, elaborate şi publicate pe pagina web oficială a OPEM, se constată că în luna august preţul mediu pe PZU este de 2,78 lei/kWh, iar în luna septembrie de 2,96 lei/kWh. Evoluţia preţului mediu de închidere şi a volumului tranzacţionat pe PZU pentru luna septembrie curent şi evoluţia zilnică a preţurilor medii PZU, se poate vizualiza în figura de mai jos[1]:

[1] https://www.opem.md/uploads/doc/Rapoarte/lunar/RL_2606_RO.pdf

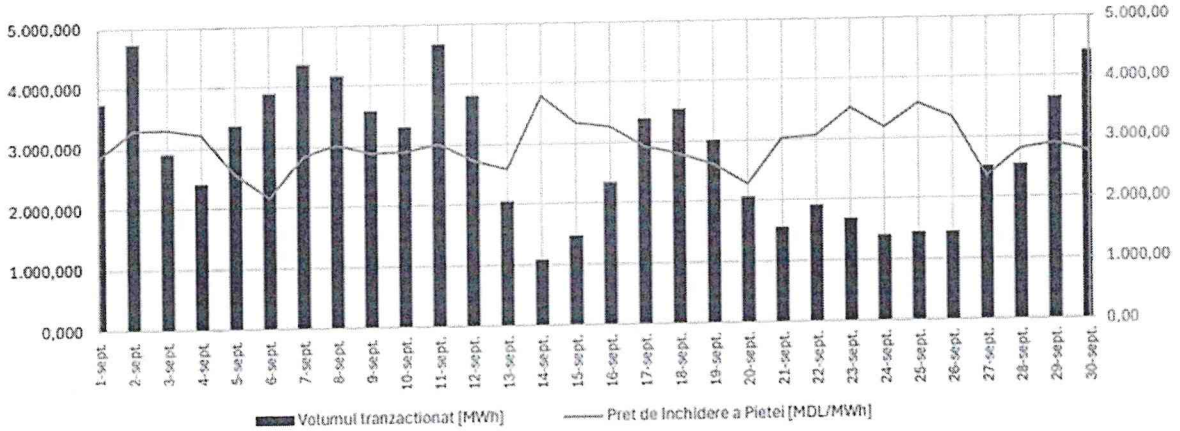


Fig. 1 Evoluția prețului mediu de închidere și a volumului tranzacționat pe PZU

Prețuri stabilite pe Piața pentru Ziua Următoare (lMDL/MWh)		**septembrie 2026**
Preț mediu bază (1-24)	Preț mediu vârf (7-23)	Preț mediu gol (1-6, 24)
2.962,06	2.935,86	3.025,71

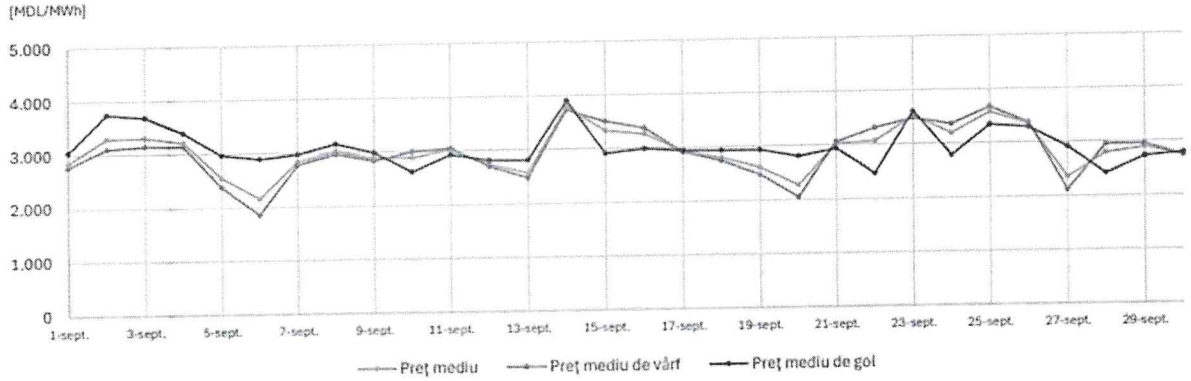


Fig. 2 Evoluția zilnică a prețurilor medii PZU (bază, vârf și gol)

În această ordine de idei, în conformitate cu informațiile prezentate în Raportul de monitorizare a pieței energiei electrice pentru trimestrul II, 2026, elaborat și publicat pe pagina web oficială a ANRE, tabelul de mai jos prezintă evoluția prețului mediu a energiei electrice tranzacționate pe piața angro, pentru perioada ianuarie – iunie 2026.

Luna, anul 2026	**01**	**02**	**03**	**04**	**05**	**06**
Evoluția prețului mediu a energiei electrice tranzacționate pe piața angro, lei/kWh	2,84	2,62	2,50	2,12	2,15	2,36

Compararea datelor privind prețurile medii înregistrate pe PZU cu cele aferente pieței angro evidențiază importanța prețului de închidere a PZU pentru determinarea venitului ratat al producătorilor de energie electrică. În condițiile în care prețul PZU este superior prețului mediu de pe piața angro, aplicarea acestuia la calcularea venitului ratat poate conduce la compensarea

producătorilor la un nivel superior venitului pe care aceştia l-ar fi obţinut din comercializarea energiei electrice pe piaţa angro.

Prin urmare, mecanismul de compensare prevăzut de Metodologie poate avea, de asemenea un impact economic favorabil asupra producătorilor de energie electrică, întrucât permite evaluarea venitului ratat în funcţie de preţul PZU aferent intervalului de decontare, reflectând valoarea economică a energiei electrice nelivrate şi contribuind la diminuarea pierderilor financiare suportate de producători în cazul redispecerizării descendente.

Pentru consumatori şi alţi participanţi la piaţă (furnizori, traderi), impactul este mai degrabă indirect:

- costurile asociate compensaţiilor vor fi internalizate în tarifele de reţea şi, eventual, în preţurile finale, însă într-o manieră controlată de Agenţie;
- reducerea riscului de litigii şi clarificarea regulilor de redispecerizare descendentă contribuie la un mediu investiţional mai stabil, ceea ce, pe termen mediu şi lung, este de natură să ducă la o structură mai diversă de producţie şi la preţuri mai competitive.

Nu se anticipează un impact disproporţionat asupra IMM-urilor, întrucât Metodologia se aplică tuturor producătorilor în mod nediscriminatoriu, iar eventualele costuri administrative suplimentare (raportare, participare la proceduri) sunt marginale în raport cu beneficiul compensării.

4.4. Impactul social

4.4.1. Impactul asupra datelor cu caracter personal

4.4.2. Impactul asupra echităţii şi egalităţii de gen

4.4. Impactul social

Impactul social direct al Metodologiei este limitat, întrucât actul normativ vizează, în principal, relaţiile dintre operatorul de sistem şi producători. Cu toate acestea, există efecte indirecte relevante:

- prin consolidarea încrederii în tratamentul investiţiilor regenerabile, Metodologia contribuie la menţinerea şi crearea de locuri de muncă în sectorul energiei regenerabile şi al tehnologiilor conexe;
- prin sprijinirea integrării eficiente a capacităţilor regenerabile, Metodologia contribuie la reducerea dependenţei de importurile de energie şi la stabilizarea pe termen lung a preţurilor la energie, ceea ce are efecte pozitive asupra bunăstării populaţiei, în special pentru grupurile vulnerabile;
- prin menţinerea siguranţei în funcţionare a sistemului, inclusiv în condiţii de penetrare sporită a regenerabilelor, se reduce riscul de întreruperi majore şi de deteriorare a serviciilor esenţiale (sănătate, educaţie, servicii sociale).

Nu sunt identificate efecte negative semnificative asupra nivelului de ocupare, sănătăţii sau accesului la servicii sociale; dimpotrivă, prin susţinerea tranziţiei energetice, Metodologia contribuie indirect la îmbunătăţirea condiţiilor de mediu şi, implicit, a sănătăţii populaţiei.

4.4.1. Impactul asupra datelor cu caracter personal

Metodologia se referă la date tehnice şi comerciale privind producţia de energie electrică, tarife, preţuri de piaţă, volume redispecerizate şi costuri de funcţionare. Operatorii vizaţi sunt, în majoritate covârşitoare, persoane juridice (producători, operatori de reţea), iar eventualele date personale (de exemplu, datele de contact ale reprezentanţilor legali) sunt deja prelucrate în baza cadrului general aplicabil licenţierii şi reglementării sectorului energetic.

Nu se introduc noi categorii de date cu caracter personal, noi scopuri de prelucrare sau restricţii suplimentare asupra drepturilor persoanelor vizate. Prin urmare, impactul asupra datelor cu

caracter personal este neglijabil, fiind suficientă aplicarea regulilor generale din legislația privind protecția datelor.

4.4.2. Impactul asupra echității și egalității de gen

Metodologia este neutră din punctul de vedere al genului și nu conține dispoziții care să trateze în mod diferit femeile, bărbații sau minoritățile de gen. Beneficiile și obligațiile rezultate din aplicarea Metodologiei se referă la entități economice și nu sunt condiționate de criterii de gen sau alte criterii susceptibile de discriminare.

În mod indirect, prin sprijinirea tranziției energetice și a investițiilor în infrastructura energetică modernă, Metodologia contribuie la crearea de oportunități economice într-un sector în dezvoltare, care poate fi orientat prin alte politici publice către asigurarea unei participări echilibrate din punct de vedere al genului.

4.5. Impactul asupra mediului

4.5. Impactul asupra mediului

Impactul asupra mediului este preponderent pozitiv și de natură indirectă. Prin clarificarea și garantarea compensării adecvate a producătorilor regenerabili și de cogenerare de înaltă eficiență, Metodologia:

- întărește stabilitatea și predictibilitatea cadrului investițional în proiecte de energie regenerabilă și cogenerare eficientă, sprijinind astfel creșterea capacităților „low-carbon" conform obiectivelor naționale;
- limitează riscul ca operatorii de sistem să recurgă la redispecerizare descendentă excesivă sau nejustificat al producției regenerabile, în condițiile în care orice redispecerizare descendentă în lipsa unor mecanisme de piață implică costuri explicite, ceea ce încurajează, în mod natural, investițiile alternative în flexibilitate și rețele;
- sprijină reducerea pe termen mediu și lung a emisiilor de gaze cu efect de seră și a poluării asociate producției de energie din surse fosile, prin integrarea mai eficientă a regenerabilelor.

În măsura în care, pe termen scurt, lipsa resurselor de echilibrare ar putea impune, în anumite situații, utilizarea unor centrale fosile pentru asigurarea rezervelor sau echilibrarea sistemului, Metodologia nu amplifică acest fenomen, ci, dimpotrivă, îl face mai transparent și mai bine monitorizat, creând premisele pentru o tranziție accelerată către soluții mai curate.

4.6. Alte impacturi și informații relevante

Metodologia are, de asemenea, un impact important asupra:

- climatului investițional în sectorul energetic, prin alinierea la standardele UE și ale Comunității Energetice și prin reducerea incertitudinii reglementare;
- competitivității și integrării regionale a pieței de energie, întrucât clarificarea tratamentului redispecerizării descendente și a compensării este o condiție pentru participarea eficientă la piețele de echilibrare și serviciile de sistem regionale și la platformele ENTSO-E;
- procesului de aderare la UE, prin demonstrarea capacității Republicii Moldova de a transpune și implementa în mod efectiv acquis-ul european în domeniul energiei.

5. Compatibilitatea proiectului actului normativ cu legislația UE

5.1. Măsuri normative necesare pentru transpunerea actelor juridice ale UE în legislația națională

Proiectul de Metodologie are relevanță directă UE, fiind conceput pentru a asigura implementarea la nivel secundar a prevederilor art. 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă de

energie electrică, astfel cum a fost incorporat și în cadrul legislativ național prin art. 46 din Legea nr. 164/2025.

5.2. Măsuri normative care urmăresc crearea cadrului juridic intern necesar pentru implementarea legislației UE

Metodologia propusă constituie măsura normativă secundară necesară pentru implementarea:

- art. 13 din Regulamentul (UE) 2019/943, privind redispecerizarea unităților de producție și compensarea financiară;
- deciziilor Consiliului Ministerial al Comunității Energetice privind integrarea pachetului „Electricity Integration Package" în legislația Contractanților.

Prin adoptarea Metodologiei, Republica Moldova demonstrează:

- capacitatea de a implementa efectiv acquis-ul în domeniul energiei electrice;
- disponibilitatea de a adopta standarde de bună practică în ceea ce privește protecția producătorilor regenerabili și de cogenerare de înaltă eficiență;
- compatibilitatea cu modele similare de reglementare utilizate în statele membre ale UE, în care TSO-urile și DSO-urile aplică mecanisme de compensare conform art. 13.

6. Avizarea și consultarea publică a proiectului actului normativ

În scopul respectării prevederilor Legii nr. 239/2008 privind transparența în procesul decizional, ANRE a demarat procesul de consultare publică a proiectului cu părțile interesate, plasând pe pagina web oficială, la rubrica Transparența decizională/Proiecte supuse consultării publice proiectul și Nota de fundamentare, astfel încât orice persoană interesată să aibă posibilitatea de a accesa documentele respective și de a prezenta propuneri și obiecții pe marginea lor, inclusiv prin poșta electronică, la adresa electronica indicată în anunț.

În procesul consultărilor, părțile interesate au prezentat 167 propuneri pe marginea proiectului, dintre care au fost acceptate și acceptate parțial 126. Obiecțiile și propunerile parvenite în procesul de consultare publică a proiectului au fost incluse în Sinteza propunerilor/recomandărilor la proiect, împreună cu poziția autorului privind acceptarea sau respingerea propunerilor, însoțită de argumentarea necesară.

Totodată, pentru asigurarea transparenței procesului de consultare publică, a fost organizată o ședință publică cu părțile interesate care urmează să implementeze prevederile propuse spre aprobare. Astfel, în urma ședinței au fost puse în discuție următoarele aspecte aferente Metodologiei:

1) prezentarea temeiului legal ce sta la baza elaborării Metodologiei;

2) principalele prevederi ale Metodologiei precum: tipul centralelor care cad sub incidența Metodologiei, cazurile în care nu se aplică compensațiile financiare, motivele în care se aplică redispecerizarea descendentă a centralelor electrice, necesitatea elaborării de către OST a procedurilor operaționale de punere în aplicare a Metodologiei, noțiuni noi introduse, formulele de calcul pentru determinarea cantității de energie electrică nelivrată, cantității de energie electrică redispecerizată și venitului ratat, precum și aplicarea metodologiei pentru producătorii eligibili. De asemenea, au fost prezentate, în formă grafică, scenariile posibile care pot apărea în cazul emiterii unei dispoziții de redispecerizare descendentă, precum și modul de determinare a cantității de energie electrică redispecerizată în fiecare dintre aceste situații.

3) oferirea unor clarificări referitoare la modul de examinare a propunerilor înaintate de părțile interesate în cadrul consultărilor publice, în vederea îmbunătățirii proiectului Metodologiei, precum:

- mai mulți participanți au propus modificarea condițiilor care prevăd ca datele privind puterea disponibilă a centralelor electrice să fie accesibile în timp real, prin intermediul sistemelor SCADA. În acest context, a fost revizuită Metodologia, astfel încât, în situațiile în care apar probleme tehnice de transmitere a datelor, producătorii să poată asigura stocarea acestora la nivelul propriilor instalații și transmiterea ulterioară către operatorul sistemului de transport și operatorii sistemelor de distribuție. Datele respective vor putea fi utilizate la determinarea cantității de energie electrică redispecerizate și, respectiv, la calcularea compensației financiare. Soluția oferă producătorilor posibilitatea de a aplica o metodă alternativă de asigurare și transmitere a datelor, fără a afecta procesul de determinare a compensațiilor. Totodată, s-a precizat că aspectele tehnice și operaționale privind modalitatea concretă de colectare, stocare și transmitere a acestor date urmează să fie detaliate în procedurile operaționale elaborate de OST, în colaborare cu OSD.

- mai mulți participanți au propus introducere unor prevederi referitoare la reglementarea activității agregatorilor, în acest sens s-a menționat că, deși au fost eliberate licențe pentru desfășurarea activității de agregare, această activitate nu este, deocamdată, operațională pe piața energiei electrice. Cadrul de reglementare aferent activității agregatorilor urmează să fie elaborat și aprobat de ANRE.
  În acest context, în propunerile parvenite din partea părților interesate s-a menționat că dispozițiile de dispecerizare să fie transmise agreatorilor, nu centralelor electrice individual. În acest sens, a fost menționată posibilitatea ca dispozițiile de dispecerizare să fie transmise direct gestionarului tehnic al instalațiilor electrice, așa cum este definit în Regulamentul privind racordarea la rețelele electrice și prestarea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 311/2025. De asemenea, s-a menționat necesitatea adaptării convențiilor de interacțiune dintre operatorii de sistem și utilizatorii de sistem, astfel încât acestea să poată fi încheiate, după caz, inclusiv cu gestionarii tehnici ai centralelor electrice.
  Totodată, s-a explicat că modalitățile și cerințele tehnice privind transmiterea dispozițiilor de dispecerizare nu fac obiectul prezentei Metodologii, acestea fiind reglementate prin Regulamentul privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 316/2018. Respectivul Regulament urmează să fie modificat în viitorul apropiat, iar aspectele și modalitații de transmitere a dispozițiilor de dispecerizare vor putea fi abordate în cadrul procesului de modificare a acestuia.
- referitor la impactul aplicării Metodologiei asupra agregatorilor și furnizorilor de energie electrică, în calitate de părți responsabile pentru echilibrare, precum și la modul de reflectare a redispecerizării descendente în procesul de decontare a dezechilibrelor, s-a precizat că efectele acesteia asupra poziției nete contractuale a producătorului sunt luate în considerare în cadrul mecanismului de decontare a dezechilibrelor. Astfel, energia electrică nerealizată ca urmare a executării unei dispoziții de redispecerizare descendentă este reflectată în procesul de decontare, fiind luată în considerare de OST, astfel încât producătorului să nu îi fie imputate dezechilibre aferente reducerii de producție dispuse de operatorul de sistem. Astfel, în cazul reducerii cantității de energie electrică produsă ca urmare a unei dispoziții de redispecerizare, această activare este luată în considerare de OST în procesul de decontare a dezechilibrelor. Prin urmare, reducerea producției determinată de executarea unei dispoziții de redispecerizare nu trebuie să genereze producătorului dezechilibre pentru energia electrică pe care nu a putut să o producă din cauza respectivei dispoziții. În acest mod, se asigură corelarea mecanismului de compensare financiară cu mecanismul de decontare a dezechilibrelor, fără a transfera asupra furnizorilor sau agregatorilor costuri suplimentare care nu le sunt imputabile.

- în ceea ce privește propunerea referitoare la modul de determinare a venitului ratat pentru centralele electrice de termoficare, s-a discutat necesitatea respectării prevederilor legale care stabilesc principiile de calcul al compensației financiare. În acest sens, s-a specificat că legislația prevede două posibilități de determinare a compensației: fie prin aplicarea unei valori fixe, fie prin utilizarea unei formule care combină mai multe elemente de calcul. Totodată, s-a menționat că anumite costuri aferente funcționării cazanelor de apă fierbinte, care sunt utilizate ca sursă de rezervă, sunt deja incluse în prețul reglementat al energiei termice, motiv pentru care acestea nu trebuie luate în calcul în mod repetat, pentru a evita dubla compensare. Pentru a argumenta caracterul echitabil al formulei propuse, a fost prezentat ca exemplu cazul producătorilor eligibili care vând energia electrică furnizorului central de energie electrică, pentru care prețul energiei electrice utilizat în calculul venitului ratat este egal cu prețul reglementat de vânzare a energiei electrice. Astfel, soluția propusă urmărește asigurarea unei compensații financiare corecte și justificate economic, cu respectarea cadrului legal și fără a conduce la compensarea dublă a aceloraşi costuri.

  De asemenea, reprezentanții S.A. „Rețelele Electrice de Distribuție Nord" au solicitat mai multe detalii despre elaborarea procedurilor operaționale ce urmează a fi elaborare de OST, în colaborare cu OSD. În acest sens, s-a explicat că având în vedere că unele aspecte tehnice și operaționale pot suferi modificări în timp, nu este oportun ca acestea să fie detaliate în Metodologie, acestea urmează a fi reglementate în procedurile operaționale. În acest sens, proiectul Metodologiei prevede obligația OST și OSD de a elabora procedurile operaționale în termen de 5 luni de la intrarea în vigoare a acesteia, iar ulterior, în termen de o lună, procedurile respective urmează să fie prezentate spre aprobare ANRE. Astfel, se urmărește ca întregul proces de elaborare și aprobare a procedurilor să se încadreze în termenul de 6 luni, corelat cu termenul de aplicare a Metodologiei, asigurându-se totodată că procedurile operaționale vor include cerințele tehnice și organizatorice necesare implementării corespunzătoare a mecanismului de redispecerizare. De asemenea, s-a menționat că OSD pot propune includerea unor cerințe suplimentare în procedurile operaționale, în măsura în care acestea sunt necesare pentru desfășurarea activităților ce le revin în procesul de redispecerizare. Aceste propuneri urmează să fie argumentate și justificate din punct de vedere tehnic și operațional, astfel încât să fie asigurată o aplicare coordonată și uniformă a mecanismului atât de către OST, cât și de către OSD.

  În concluzie se menționează că în cadrul ședinței au fost examinate și clarificate propunerile înaintate asupra proiectului Metodologiei, drept urmare proiectul metodologiei urmează a fi publicat pe pagina web oficială a ANRE la rubrica Transparența decizională/Proiecte supuse aprobării.

7. Concluziile expertizelor

La elaborarea proiectului în cauză au fost aplicate prevederile Metodologiei de efectuare a expertizei anticorupție a proiectelor de acte normative departamentale, aprobată prin Anexa 2 la Hotărârea Colegiului CNA nr. 6 din 20.10.2017, modificată potrivit Hotărârii Colegiului CNA nr.3 din 26.04.2024 și s-a evitat în cuprinsul proiectului norme care pot genera, la aplicare, apariția riscurilor de corupție.

Totodată, în scopul respectării prevederilor Legii nr. 100/2017 cu privire la actele normative, proiectul urmează a fi supus expertizei juridice. Rezultatele expertizei juridice vor fi examinate și prezentate la acest capitol ulterior recepționării acestora.

8. Modul de încorporare a actului în cadrul normativ existent

Metodologia, în calitate de act normativ secundar, urmează să implementeze și să pună în aplicare prevederile Legii nr. 10/2016 privind promovare utilizării energiei din surse regenerabile și Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, stabilind cerințe și prevederi pentru Î.S. „Moldelectrica" și producătorii de energie electrică care dețin centrale electrice ce produc din surse regenerabile de energie sau în regim de cogenerare de înaltă eficiență, de categoriile B, C și D, stabilite conform prevederilor Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobat prin Hotărârea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 423/2019.

Totodată, prevederile propuse ale metodologiei urmează să asigurare coerența cu Regulile pieței de energie electrică, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 283/2020, astfel încât redispecerizarea descendentă în lipsa unor mecanisme de piață și compensarea financiară aferentă să fie tratate unitar în cadrul general al pieței de energie electrică.

9. Măsurile necesare pentru implementarea prevederilor proiectului actului normativ

Prevederile proiectului metodologiei urmează a fi implementate fără necesitate de a interveni in alte acte normative. Punerea în aplicare va fi realizată de către OST drept parte a activității de conducere centralizată a sistemului electroenergetic.

În acest sens, OST trebuie să elaboreze, coordoneze cu OSD și să prezinte spre avizare către Agenție, în termen de 5 luni de data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova a prezentei Hotărâri, proceduri operaționale specifice de punere în aplicare a Metodologiei, care conțin, fără a se limita, următoarele aspecte:

- modul de selectare a centralelor electrice pentru redispecerizare descendentă a producerii energiei electrice;
- modul de determinare a puterii disponibile a centralei electrice SER/CÎE, inclusiv în situația existenței instalațiilor de stocare integrate în cadrul centralelor electrice;
- cerințele pentru înregistrarea, transmiterea, stocarea în sistemele locale, validarea valorilor utilizate în determinarea energiei electrice nelivrate și/sau redispecerizate;
- modul de transmitere a datelor din SCADA operatorilor de distribuție către SCADA operatorului sistemului de transport și modul de coordonare operațională;
- modul și procedura de confirmare a îndeplinirii condițiilor pentru achitarea compensațiilor financiare pentru redispecerizarea descendentă;
- condițiile specifice pentru centralele electrice formate din module generatoare de tip A și tip B;
- procedurile cu privire la notificarea și soluționarea contestațiilor;
- modul de decontare și de determinare a energiei electrice nelivrate și redispecerizate în cazul centralelor electrice SER/CÎE care sunt înregistrate și participă la piața energiei electrice de echilibrare în cadrul unităților sau grupurilor de furnizare a rezervelor.

Director
Alexandru URSU