



Republica Moldova

Agencia 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. 641

din 4 noiembrie 2025

mun. Chișinău

cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor

În temeiul art. 9 alin. (3) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2025, nr. 437-440, art. 598), Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor *(se anexează)*.
2. Prezenta hotărâre intră în vigoare la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.
3. 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

Violina ȘPAC
Director

Alexandru URSU
Director

Aprobate
prin Hotărârea Consiliului de administrație
al ANRE nr. 641/2025

Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor

Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor transpune Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei Europene din 24 Iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor (Text cu relevanță pentru SEE), publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 197 din 25 iulie 2015, CELEX: 32015R1222, adaptat și adoptat prin Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice D/2022/03/MC-EnC din 15 decembrie 2022.

TITLUL I DISPOZIȚII GENERALE

Secțiunea 1 Obiect și domeniu de aplicare

1. Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor (în continuare – Liniile directoare) stabilesc linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor pe piața pentru ziua următoare și piața intrazilnică, inclusiv cerințele pentru stabilirea unor metodologii comune pentru a determina volumul capacităților disponibile simultan între zonele de ofertare, criteriile de evaluare a eficienței și un proces de revizuire pentru definirea zonelor de ofertare.

2. Prezentele Lini directoare se aplică rețelelor electrice de transport și interconexiunilor cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine (în continuare – *sistemul de transport*).

3. Prezentele Lini directoare se aplică operatorului sistemului de transport (în continuare – *OST*), Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică (în continuare – *ANRE*) și operatorului pieței energiei electrice desemnat (în continuare – *OPEED*), astfel cum sunt definiți în Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

4. În cazul în care pe teritoriul Republicii Moldova își vor desfășura activitatea doi OST sau mai mulți, prezentele Lini directoare se vor aplica tuturor OST din Republica Moldova. În cazul în care un OST nu va avea una sau mai multe funcții relevante pentru una sau mai multe obligații prevăzute de prezentele Lini directoare, obligațiile respective vor fi exercitate de unul sau mai mulți OST specifici, diferiți, din Republica Moldova, conform funcțiilor atribuite prin hotărârea ANRE, în exercitarea atribuțiilor prevăzute la art. 9 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

Secțiunea 2 Definiții

5. În sensul prezentelor Lini directoare se aplică noțiunile definite în Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică și în Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 299/2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora, precum și următoarele noțiuni:

acțiune de remediere – orice măsură aplicată de unul sau mai mulți operatori ai sistemelor de transport, manual sau automat, pentru a menține siguranța în funcționare;

agent de transfer – entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a transfera poziții nete între diferite contrapărți centrale;

algoritm de cuplare prin preț – algoritm utilizat în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare pentru corelarea ofertelor și alocarea capacităților interzonale în mod simultan, aplicat în zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din Statele Membre și extins în raport cu zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice;

algoritm de tranzacționare prin corelare continuă – algoritm utilizat în cuplarea unică a piețelor intrazilnice pentru corelarea ofertelor și alocarea capacităților interzonale în mod continuu, aplicat în zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din Statele Membre și extins în raport cu zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice;

calculatorul capacității coordonate – entitate sau entitățile însărcinate cu rolul de a calcula capacitatea de transport, la nivel regional sau la nivel superior;

calculatorul schimburilor planificate – entitate sau entitățile cărora le revine sarcina calculării schimburilor planificate;

congestie de piață – situație în care surplusul economic al cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice a fost limitat de capacitatea interzonală sau de restricțiile de alocare;

congestie fizică – orice situație de rețea în care fluxurile de energie prognozate sau realizate încalcă limitele termice ale elementelor de rețea și limitele stabilității de tensiune sau ale stabilității unghiulare ale sistemului electroenergetic;

congestie structurală – congestie în sistemul de transport care poate fi definită fără ambiguitate, este previzibilă, este stabilă la nivel geografic de-a lungul timpului și reapare frecvent în condiții normale de funcționare a sistemului electroenergetic;

contingență – ieșirea din funcțiune identificată și posibilă sau care a avut loc deja a unui element, incluzând nu doar elementele sistemului de transport, ci și utilizatori de sistem semnificativi și elemente ale rețelei electrice de distribuție, dacă sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport;

contraparte centrală – entitatea sau entitățile la nivel național căreia îi/cărora le revine sarcina de a încheia contracte cu participanții la piață, prin novarea contractelor care rezultă din procesul de corelare, și de a organiza transferul pozițiilor nete rezultate din alocarea capacităților cu alte contrapărți centrale sau cu alți agenți de transfer;

corelare – fază de tranzacționare prin intermediul căreia ofertele de vânzare sunt alocate ofertelor de cumpărare corespunzătoare pentru a asigura maximizarea surplusului economic al cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice;

cuplare unică a piețelor intrazilnice – proces continuu în care ofertele colectate sunt corelate și capacitățile interzonale sunt alocate în mod simultan pentru diferite zone de ofertare de pe piața intrazilnică, aplicat în zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din Statele Membre și extins în raport cu zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice;

cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare – proces de licitație în care ofertele colectate sunt corelate și capacitățile interzonale sunt alocate simultan pentru diferite zone de ofertare de pe piața pentru ziua următoare, aplicat în zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din

Statele Membre și extins în raport cu zonele de ofertare ale operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice;

fermitate – garanție că drepturile de utilizare a capacității interzonale vor rămâne neschimbate și că se plătește o compensație în cazul în care acestea sunt totuși modificate;

funcție de operator de cuplare a pieței (funcție de OCP) – sarcina de corelare a ofertelor de pe piețele pentru ziua următoare și de pe piețele intrazilnice pentru diferite zone de ofertare și de alocare simultană a capacităților interzonale;

impediment justificator – (forță majoră) orice eveniment sau situație imprevizibilă sau neobișnuită aflată în afara controlului rezonabil al unui OST, care nu este din vina OST, care nu poate fi evitată sau depășită prin exercitarea unei anticipări și diligențe rezonabile, care nu poate fi rezolvată prin măsuri care din punct de vedere tehnic, financiar sau economic se află în mod rezonabil la dispoziția OST, care a avut loc în mod efectiv și poate fi verificată în mod obiectiv și care face imposibilă îndeplinirea, temporar sau permanent, de către OST a obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezentele Linii directoare;

intervalul de timp al pieței intrazilnice – interval de timp al pieței energiei electrice dintre ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții intrazilnice interzonale în care, pentru fiecare unitate de timp a pieței, produsele sunt tranzacționate înainte de livrarea produselor tranzacționate;

interval de timp al pieței pentru ziua următoare – intervalul de timp al pieței energiei electrice care durează până la ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare, în care, pentru fiecare unitate de timp a pieței, produsele sunt tranzacționate în ziua care precedă ziua de livrare;

limite de siguranță în funcționare – limite de funcționare acceptabile pentru operarea în siguranță a rețelei electrice, cum ar fi limitele termice, limite de tensiune, limitele de curent de scurtcircuit, de frecvență și de stabilitate dinamică;

marjă de fiabilitate – reducerea capacității interzonale pentru a ține cont de incertitudini în cursul procesului de calcul al capacităților;

mecanism de modificare a generării (generation shift key) – metodă de a transforma o schimbare a poziției nete dintr-o anumită zonă de ofertare în creșteri sau scăderi specifice estimate de injecție în modelul comun de rețea;

metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată – metodă de calcul al capacităților pe baza principiului evaluării și definirii *ex ante* a schimbului maxim de energie între zone de ofertare adiacente;

metodă bazată pe flux – metodă de calcul al capacităților în care schimburile de energie între zonele de ofertare sunt limitate de factorii de distribuție pentru transferul de energie și de marjele disponibile privind elementele critice de rețea;

model comun de rețea – set de date la nivelul Statelor Membre și extins în raport cu operatorii sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice, convenit între aceștia și care descrie principalele caracteristici ale sistemului electroenergetic (producție, consum și topologia rețelei electrice), constituit în urma fuzionării modelelor individuale de rețea, precum și regulile de modificare a acestor caracteristici în cursul procesului de calcul al capacităților;

model individual de rețea – set de date care descrie caracteristicile sistemului electroenergetic (producție, consum și topologia rețelei electrice), precum și regulile aferente de modificare a acestor caracteristici în cursul calculului capacităților, pregătit de OST responsabil, care urmează să fie fuzionat cu alte componente de modele individuale de rețea pentru a crea modelul comun de rețea;

modul de gestionare a capacităților – sistem care conține informații actualizate privind capacitatea interzonală disponibilă, în scopul alocării capacităților interzonale intrazilnice;

ofertă – intenție de a cumpăra sau de a vinde energie sau capacitate, exprimată de un participant la piață, sub rezerva condițiilor de executare specificate;

oferte corelate – toate ofertele de cumpărare și de vânzare corelate prin algoritmul de cuplare prin preț sau algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă;

ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale – ora la care capacitatea interzonală între zonele de ofertare este eliberată pentru o anumită unitate de timp a pieței și în limitele unei anumite zone de ofertare;

ora de închidere a porții intrazilnice interzonale – ora la care alocarea capacităților interzonale nu mai este permisă pentru o anumită unitate de timp a pieței;

ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare – ora până la care sunt acceptate oferte pe piața pentru ziua următoare;

ora pieței – ora Europei Centrale în vigoare, adică ora de vară a Europei Centrale sau ora Europei Centrale;

poziție netă – suma netă a importurilor și exporturilor de energie electrică pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru o zonă de ofertare;

preț de închidere – preț determinat prin corelarea ofertei de vânzare cu cel mai mare preț acceptată pe piața energiei electrice cu oferta de cumpărare cu cel mai mic preț acceptată pe piața energiei electrice;

produs intrazilnic non-standard – produs pentru cuplarea intrazilnică continuă care nu implică livrarea constantă a energiei sau este pentru o perioadă care depășește o unitate de timp a pieței, cu caracteristici specifice concepute pentru a reflecta practicile de operare a sistemului sau nevoile pieței, de exemplu oferte care acoperă mai multe unități de timp ale pieței sau produse care reflectă costurile de pornire ale unității de producere;

registru comun al ofertelor – un modul în cadrul sistemului de cuplare continuă a piețelor intrazilnice care colectează toate ofertele corelabile de la operatorii pieței energiei electrice desemnați care participă la cuplarea unică a piețelor intrazilnice și care efectuează corelarea continuă a acestor oferte;

regiune de calcul al capacităților – zonă geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților;

restricții de alocare – restricții care trebuie respectate la alocarea capacităților, în vederea menținerii sistemului de transport în limitele de siguranță în funcționare, și care nu au fost convertite în capacitate interzonală sau care sunt necesare pentru a spori eficiența de alocare a capacităților;

scenariu – stare prognozată a sistemului electroenergetic pentru un anumit interval de timp;

schimb planificat – transfer de energie electrică planificat între zone geografice, pentru fiecare unitate de timp a pieței și pentru o anumită direcție;

Stat Membru – stat membru al Uniunii Europene.

Surplusul economic al cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice suma dintre:

a) surplusul producătorului ca urmare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice pentru perioada de timp relevantă;

b) surplusul consumatorului ca urmare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice;

c) veniturile din congestii și alte costuri și beneficii aferente atunci când acestea sporesc eficiența economică pentru perioada de timp relevantă, surplusul producătorului și consumatorului reprezentând diferența dintre prețul ofertelor acceptate și prețul de închidere per unitate de energie înmulțită cu volumul de energie al ofertelor.

termen pentru fermitatea din ziua următoare – ora după care capacitatea interzonală devine fermă;

tranzacție – una sau mai multe oferte corelate;

venituri din congestii – veniturile primite ca urmare a alocării capacităților.

Secțiunea 3

Obiectivele cooperării în domeniul alocării capacităților și al gestionării congestiilor

6. Obiectivele prezentelor Liniile directe sunt:

- 6.1. promovarea concurenței efective în producerea, comercializarea și furnizarea energiei electrice;
- 6.2. asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport al energiei electrice;
- 6.3. asigurarea siguranței în funcționare;
- 6.4. optimizarea calculului și alocării capacităților interzonale;
- 6.5. asigurarea unui tratament echitabil și nediscriminatoriu pentru OST, OPEED, autoritățile implicate (ACER, Comitetul de reglementare al Comunității Energetice), precum și participanții la piață;
- 6.6. asigurarea și îmbunătățirea transparenței și a fiabilității informațiilor;
- 6.7. contribuția la funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemelor de transport și a sectoarelor electroenergetice din părțile contractate ale Comunității Energetice;
- 6.8. respectarea necesității unei piețe echitabile și ordonate și a unei formări a prețurilor echitabile și ordonate;
- 6.9. crearea unor condiții de concurență echitabile pentru OPEED;
- 6.10. acces nediscriminatoriu la capacitatea interzonală.

Secțiunea 4

Desemnarea OPEED și revocarea statutului de OPEED

7. Pentru efectuarea cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și/sau a pieței intrazilnice, ANRE desemnează unul sau mai mulți OPEED, în zona de ofertare a Republicii Moldova, în condițiile cu Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

8. Costurile aferente îndeplinirii funcțiilor aferente cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și/sau a pieței intrazilnice se recuperează de OPEED prin intermediul tarifelor aprobate de ANRE, în conformitate cu metodologia aprobată de aceasta în temeiul Legii cu privire la energia electrică.

9. ANRE monitorizează modul de îndeplinire de către OPEED a funcțiilor stabilite în prezentele Lini directoare. În acest scop, în conformitate cu Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, ANRE cooperează și efectuează schimb de informații continuu cu autoritățile de desemnare a OPEED din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre.

10. Un OPEED desemnat de către ANRE trebuie să notifice autoritatea de desemnare a altei Părți Contractante sau Stat Membru dacă are intenția să efectueze cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice în altă parte contractantă a Comunității Energetice și/sau într-un Stat Membru, cu două luni înainte de începerea activității. OPEED comunică intenția respectivă și către ANRE.

11. ANRE revocă statutul de OPEED dacă acesta nu își menține conformitatea cu criteriile de desemnare prevazute la art. 94 alin. (3) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică și nu este în măsură să restabilească conformitatea în termen de 6 luni de la primirea din partea ANRE a notificării cu privire la nerespectarea conformității. ANRE notifică, de asemenea, autoritățile de

desemnare din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre în care își desfășoară activitatea OPEED respectiv cu privire la faptul că acesta nu își menține conformitatea, precum și notifică OPEED în acest sens.

12. În conformitate cu art. 94 alin. (8) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, Hotărârile Agenției cu privire la desemnarea OPEED, la revocarea statutului OPEED, precum și hotărârile cu privire la operarea altor modificări în hotărârea privind desemnarea OPEED trebuie să fie motivate și publicate în Monitorul Oficial al Republicii Moldova. Agenția transmite hotărârile respective Comitetului de reglementare al Comunității Energetice.

Secțiunea 5

Atribuțiile OPEED

13. OPEED acționează ca operator al pieței naționale sau regionale pentru efectuarea, în cooperare cu OST, a cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice. Sarcinile acestuia includ primirea ofertelor de la participanții la piață, responsabilitatea generală pentru corelarea și alocarea ofertelor în conformitate cu rezultatele cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice, publicarea prețurilor și decontarea și compensarea contractelor rezultate din tranzacții în conformitate cu acordurile și normele relevante ale participanților.

14. În ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, OPEED este responsabil în special pentru următoarele sarcini:

14.1. punerea în aplicare a funcțiilor de OCP stabilite la pct. 15 în coordonare cu alte OPEED-uri din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre (în continuare – *OPEED-uri relevante*);

14.2. aplicarea în comun cu alte OPEED-uri a cerințelor pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, a cerințelor pentru funcțiile de OCP și pentru algoritmul de cuplare prin preț referitor la toate aspectele legate de funcționarea pieței energiei electrice în conformitate cu pct. 15 și în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. IV titlul II.

14.3. aplicarea prețurilor minime și maxime, în conformitate cu secțiunea a 4-a cap. V titlul II și secțiunea a 4-a cap. VI titlul II ;

14.4. anonimizarea și partajarea informațiilor privind ofertele primite, necesare pentru îndeplinirea funcțiilor de OCP prevăzute la pct. 15, precum și în secțiunea a 3-a cap. V titlul II și în secțiunea a 3-a cap. VI titlul II;

14.5. evaluarea rezultatelor calculate de funcțiile de OCP definite la pct. 15, alocarea ofertelor pe baza acestor rezultate, validarea rezultatelor ca finale în cazul în care acestea sunt considerate corecte și asumarea responsabilității pentru acestea în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. V titlul II și secțiunea a 10-a cap. VI titlul II ;

14.6. informarea participanților la piață cu privire la rezultatele ofertelor lor în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. V titlul II și secțiunea 10 cap. VI titlul II;

14.7. exercitarea funcției de contraparte centrală pentru compensarea și decontarea schimbului de energie rezultat din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice în conformitate cu pct. 233;

14.8. punerea în aplicare în comun cu OPEED-urile și operatorii sistemelor de transport relevanți a unor proceduri de ultimă instanță pentru operarea pieței naționale sau regionale în conformitate cu pct. 151, în cazul în care nu este disponibil niciun rezultat furnizat de funcțiile de

OCP în conformitate cu pct. 156 și ținând cont de procedurile de ultimă instanță prevăzute la secțiunea a 7-a cap. V titlul II;

14.9. furnizarea, în comun cu OPEED-urile relevante a previziunilor privind costul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice și a informațiilor privind costurile, către ANRE și OST în cazul în care costurile OPEED pentru instituirea, modificarea și operarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice urmează să fie acoperite de contribuția OST în conformitate cu secțiunile 1-3 și 6 cap. III titlul III;

14.10. după caz coordonarea împreună cu OST, în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. V titlul II și secțiunea a 7-a cap. VI titlul II, a stabilirii de acorduri care vizează mai mult de un OPEED într-o zonă de ofertare și efectuarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor intrazilnice în conformitate cu acordurile aprobate.

15. OPEED poate exercita funcțiile de OCP împreună cu alte OPEED-uri relevante. Aceste funcții includ următoarele:

15.1. dezvoltarea, menținerea și aplicarea algoritmilor, sistemelor și procedurilor pentru cuplarea unică a pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. IV titlul II și secțiunea a 1-a cap. VI titlul II ;

15.2. prelucrarea datelor de intrare privind capacitatea interzonală și restricțiile de alocare furnizate de calculatorii capacității coordonate în conformitate cu secțiunea a 9-a cap. V titlul II și secțiunea a 8-a cap. VI titlul II ;

15.3. operarea algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. V titlul II și secțiunea 10 cap. VI titlul II ;

15.4. validarea și transmiterea rezultatelor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice către OPEED-uri în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. V titlul II și secțiunea a 10-a cap. VI titlul II.

16. OPEED transmite către ANRE, către Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și către ACER, un plan care stabilește modul în care OPEED în comun cu OPEED-urile relevante va fi integrat în funcțiile de OCP prevăzute la pct. 15, precum și în acordurile dintre OPEED-uri, cât și în acordurile cu părți terțe. Planul respectiv trebuie să includă o descriere detaliată și calendarul propus pentru punerea în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al unei asemenea integrări asupra exercitării funcțiilor de OCP prevăzute la pct. 15. De asemenea, acest plan trebuie să fie în concordanță cu planul similar elaborat de OPEED-uri la nivelul Uniunii Europene și transmis către ACER.

17. Cooperarea dintre OPEED și OPEED-urile relevante se limitează strict la ceea ce este necesar pentru proiectarea, punerea în aplicare și operarea eficientă și în condiții de siguranță a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Exercițarea în comun a funcțiilor de OCP se bazează pe principiul nediscriminării și garantează faptul că niciun OPEED nu poate beneficia de avantaje economice nejustificate prin participarea la funcțiile de OCP.

18. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice monitorizează progresul înregistrat de OPEED-urile din carul Comunității Energetice în exercitarea funcțiilor de OCP, prevăzute la pct. 15, acordând o atenție deosebită cadrului contractual și de reglementare, precum și gradului de pregătire tehnică pentru îndeplinirea acestor funcții.

Secțiunea 6

Atribuțiile OST privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice

19. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre, participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice.

20. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre,:

20.1. aplică în comun cerințele operatorului sistemului de transport pentru cuplarea prin preț și algoritmi de tranzacționare prin corelare continuă pentru toate aspectele legate de alocarea capacităților, astfel cum este prevăzut în cadrul normativ al Comunității Energetice;

20.2. stabilesc și efectuează calculul capacităților în conformitate cu secțiunile 1-16 cap. I titlul II;

20.3. dacă este necesar, stabilesc alocarea capacităților interzonale și alte acorduri în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. V titlul II și secțiunea a 7-a cap. VI titlul II ;

20.4. calculează și transmit capacitățile interzonale și restricțiile de alocare, în conformitate cu secțiunea a 9-a cap. V titlul II și secțiunea a 8-a cap. VI titlul II;

20.5. verifică rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare în ceea ce privește capacitățile interzonale validate și restricțiile de alocare, în conformitate cu pct. 182, secțiunea a 11-a cap. V titlul II și secțiunea a 2-a cap. VI titlul II;

20.6. dacă este necesar, stabilesc calculatorii schimburilor planificate pentru calcularea și publicarea schimburilor planificate la granițele dintre zonele de ofertare în conformitate cu secțiunea a 12-a cap. V titlul II și secțiunea a 6-a cap. VI titlul II ;

20.7. respectă rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice calculate în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. V titlul II și secțiunea a 2-a cap. VI titlul II;

20.8. stabilesc și aplică proceduri de ultimă instanță adecvate pentru alocarea capacităților în conformitate cu secțiunea a 7-a Cap. V Titlul II ;

20.9. aplică ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții intrazilnice interzonale în conformitate cu secțiunea a 9-a cap. VI titlul II ;

20.10. partajează veniturile din congestii după metodologia dezvoltată în comun, în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul III;

20.11. în cazul în care se convine astfel, acționează în calitate de agenți de transfer și transferă poziții nete în conformitate cu pct. 236.

Secțiunea 7

Adoptarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor

21. În conformitate cu prezentele Liniile directoare, OST, OPEED aplică termenii, condițiile și/sau metodologiile (în continuare - *TCM*), prevăzute la pct. 33 – 35, și elaborate și aprobate în conformitate cu prezenta secțiune.

22. În conformitate cu art. 39 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, OST, OPEED are obligația de a aplica *TCM*-urile aprobate de ACER și prevăzute la pct. 33, precum și

TCM-urile aprobate de ECRB. OST, OPEED elaborează și prezintă ANRE spre aprobare Lista deciziilor ACER și, respectiv, Lista deciziilor ECRB prin care au fost aprobate TCM-urile respective, care urmează a fi aplicate de către OST și OPEED. Hotărârea ANRE cu privire la aplicarea de către OST și OPEED a TCM-urilor în conformitate cu Lista deciziilor ACER și în conformitate cu Lista deciziilor ECRB se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM-urile corespunzătoare se publică pe site-ul web al OST, al OPEED, precum și pe site-ul web oficial al ANRE.

23. În cazurile și în termenele prevăzute de prezentele Linii directoare, OST și/sau operatorii sistemelor de transport din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre (în continuare – *operatorii sistemelor de transport relevanți*) și OPEED și/sau OPEED-urile relevante elaborează TCM-urile și le prezintă spre aprobare ANRE și/sau autorităților de reglementare din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre (în continuare – *autoritățile de reglementare relevante*), ECRB, și, în măsura în care sunt implicate Statele Membre, ACER. În circumstanțe excepționale, în special în cazurile în care un termen-limită nu poate fi respectat din motive care nu sunt imputabile OST sau OPEED, termenul-limită pentru elaborarea unui TCM, prevăzut la pct. 35, poate fi prelungit de către ANRE. În cazul în care, propunerea de TCM, prevăzut la pct. 34, urmează a fi aprobată de ANRE, în comun cu toate autoritățile de reglementare relevante, ANRE coordonează cu autoritățile de reglementare respective decizia de extindere a termenului-limită pentru elaborarea propunerii de TCM. Propunerea de TCM se supune procedurii de consultare, prevăzută de secțiunea a 9-a din prezentul titlu.

24. OST are obligația de a coopera strâns cu unul sau mai mulți operatori ai sistemelor de transport relevanți în cazul în care, în conformitate cu prezentele Linii directoare, OST are obligația de a elabora propunerea de TCM în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți. La luarea deciziilor cu privire la propunerea de TCM care urmează a fi elaborată și agreată între OST și operatorii sistemelor de transport relevanți se aplică prevederile pct. 25 - 29. Principiul stabilit în prezentul punct se aplică și în cazul în care în conformitate cu prezentele Linii directoare, propunerea de TCM urmează a fi elaborată de OPEED în comun cu OPEED-urile relevante. OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, prin intermediul ENTSO-E, în măsură posibilităților, precum și OPEED și OPEED-urile relevante sunt obligați să informeze în mod periodic ANRE și autoritățile de reglementare relevante, ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt implicate, ACER cu privire la progresele înregistrate în legătură cu elaborarea propunerilor de TCM.

25. Cu excepțiile prevăzute la pct. 166, 170, 202, 226, 253, în cazul în care OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, care decid cu privire la o propunere de TCM prevăzut la pct. 34, nu sunt în măsură să ajungă la un acord, iar regiunile în cauză sunt compuse din mai mult de cinci părți ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre, OST și operatorii sistemelor de transport relevanți decid prin vot cu majoritate calificată. Majoritatea calificată trebuie obținută în cadrul fiecăreia dintre clasele de vot respective ale operatorilor sistemelor de transport și ale OPEED-urilor. Adoptarea prin majoritate calificată a propunerii de TCM prevăzut la pct. 34 necesită îndeplinirea următoarelor cerințe cumulative:

25.1. există votul majorității operatorilor sistemelor de transport care reprezintă cel puțin 72 % dintre părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau dintre Statele Membre vizate;

25.2. există votul majorității operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre, care reprezintă cel puțin 65 % din populația regiunii în cauză.

26. Se consideră că există o minoritate de blocare pentru luarea deciziilor privind propunerile de TCM prevăzute la pct. 34 atunci când există votul numărului minim al operatorilor sistemelor de transport care reprezintă mai mult de 35 % din populația părților contractante ale Comunității Energetice și/sau a Statelor Membre vizate, și adițional votul operatorilor sistemelor de transport care reprezintă suplimentar cel puțin o parte contractantă a Comunității Energetice și/sau un Stat Membru vizat. În caz contrar, majoritatea calificată se consideră a fi întrunită.

27. Necesită consensul operatorilor sistemelor de transport deciziile privind propunerile de TCM prevăzute la pct. 34 care vizează regiunile compuse din cel mult 5 părți contractante ale Comunității Energetice și/sau State Membre.

28. La luarea deciziilor de către operatorii sistemelor de transport privind propunerile de TCM prevăzute la pct. 34, se atribuie câte un vot fiecărei părți contractante a Comunității Energetice sau fiecărui Stat Membru. Dacă pe teritoriul unei părți contractante a Comunității Energetice sau al unui Stat Membru există mai mulți operatori ai sistemelor de transport, respectiva parte contractantă a Comunității Energetice sau respectivul Stat Membru repartizează dreptul de vot între operatorii sistemelor de transport în cauză.

29. OPEED-urile care decid cu privire la propunerile de TCM prevăzute la pct. 34 trebuie să decidă pe bază de consens.

30. În cazul în care OST și/sau operatorii sistemelor de transport relevanți sau OPEED și/sau OPEED-urile relevante, nu prezintă ANRE și/sau autorităților de reglementare relevante, ECRB sau ACER, în termenele-limită stabilite în prezentele Linii directoare, o propunere inițială sau de modificare a TCM în conformitate cu pct. 34, 35 și 42 - 43, acesta/aceștia urmează să prezinte autorităților menționate propunerile corespunzătoare de TCM, precum și să explice motivele pentru care nu s-a ajuns la un acord. În acest caz ANRE, ANRE și celelalte autorități de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER, întreprind măsurile necesare pentru aprobarea TCM-urilor prevăzute la pct. 34 și 35, de exemplu prin solicitarea de modificări ori prin revizuirea și completarea propunerilor prezentate în temeiul prezentului punct, inclusiv în situația în care nu au fost prezentate propunerile de TCM, și le aprobă.

31. ANRE și/sau autoritățile de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER aprobă TCM utilizate pentru calcularea sau stabilirea cuplării unice pentru ziua următoare și în timp aproape real, elaborate de TSO și/sau de operatorii sistemelor de transport sau de OPEED și/sau OPEED-urile relevante și prevăzute la pct. 34 și 35.

32. Înainte de aprobarea unui TCM, ANRE și/sau autoritățile de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER revizuiesc, dacă este necesar, propunerea de TCM, cu consultarea OST, a OPEED, pentru a se asigura că respectivul TCM corespunde scopului prezentelor Linii directoare și cadrului normativ al Comunității Energetice, precum și pentru a se asigura că respectivul TCM contribuie la integrarea pieței, la nediscriminare, la o concurență efectivă și la buna funcționare a piețelor de energie electrică.

33. OST și OPEED aplică TCM și orice modificări ale acestora, aprobate de ACER, și incluse în cadrul național de reglementare conform pct. 22, după cum urmează:

- 33.1. planul privind exercitarea în comun a funcțiilor de OCP, prevăzute la pct. 16;
- 33.2. regiunile de calcul al capacităților prevăzute de cadrul normativ al Comunității Energetice, în cazul ajustării acestora în conformitate cu pct. 2 din Anexă;
- 33.3. metodologia de furnizare a datelor privind producerea și consumul;
- 33.4. metodologia privind modelul comun de rețea;

- 33.5. propunerea de metodologie armonizată de calcul al capacităților;
- 33.6. metodologia de ultimă instanță;
- 33.7. algoritmul prezentat de OPEED-uri pentru cuplarea prin preț și algoritmi de tranzacționare prin corelare continuă, inclusiv cerințele operatorilor sistemelor de transport, precum și ale OPEED-urilor privind elaborarea algoritmului;
- 33.8. produsele care pot fi luate în considerare de către OPEED-uri în procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice;
- 33.9. prețurile minime și maxime, prevăzute la pct. 163 și la pct. 199 ;
- 33.10. metodologia de stabilire a prețurilor pentru capacitățile intrazilnice;
- 33.11. ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții intrazilnice interzonale;
- 33.12. termenul pentru fermitatea din ziua următoare;
- 33.13. metodologia de distribuire a veniturilor din congestii.

34. Propunerile privind următoarele TCM și orice modificări ale acestora, fac obiectul aprobării de către ANRE în comun cu toate autoritățile de reglementare relevante din regiunea vizată:

- 34.1. metodologia comună de calcul al capacităților, prevăzută de pct. 76;
- 34.2. deciziile privind introducerea și amânarea introducerii calculului cu metoda bazată pe flux în conformitate cu punctele 76-80 și cu privire la derogări, prevăzute de pct. 81;
- 34.3. metodologia pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate, prevăzută de pct. 142;
- 34.4. metodologiile comune pentru calculul schimburilor planificate, prevăzute de pct. 166 și 203;
- 34.5. procedurile de ultimă instanță, prevăzute de secțiunea a 7-a cap. V titlul II;
- 34.6. licitațiile regionale complementare, prevăzute de pct. 226;
- 34.7. metodologia privind partajarea costurilor de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, prevăzută de pct. 254.

35. Propunerile privind următoarele TCM, precum și orice modificări ale acestora, fac obiectul aprobării de către ANRE:

- 35.1. desemnarea și revocarea OPEED sau suspendarea desemnării, conform celor prevăzute la pct. 7 și 11 și la art. 95 alin. (12) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică;
- 35.2. tarifele sau metodologiile folosite la calcularea tarifelor OPEED referitoare la tranzacționarea pe piață pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică, conform celor prevăzute la pct. 8;
- 35.3. propunerile OST de revizuire a configurației zonelor de ofertare;
- 35.4. propunerile privind alocarea capacităților interzonale și privind alte acorduri, prevăzute la secțiunea a 8-a cap. V titlul II și la secțiunea a 7-a cap. VI titlul II;
- 35.5. costurile aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor, în conformitate cu secțiunile 1-5 cap. III titlul III;
- 35.6. partajarea costurilor regionale aferente cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, prevăzute la pct. 275.

36. Propunerile prevăzute la subpct. 35.1, 35.2, 35.4 și 35.6 se elaborează și se aprobă în funcție de necesitatea aplicării acestora.

37. Propunerile de TCM trebuie să includă o propunere de calendar pentru punerea în aplicare a acestora, precum și o descriere a impactului estimat al TCM asupra obiectivelor prezentelor Linii

directoare. Propunerile de TCM, prevăzute la pct. 34, care se aprobă de către ANRE în comun cu alte autorități de reglementare relevante, se prezintă ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER în termen de 1 săptămână de la prezentarea lor către ANRE sau, după caz, către ultima autoritate de reglementare relevantă. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ANRE poate transmite către ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, către ACER propunerile de TCM, prevăzute la pct. 35, în termen de 1 lună de la prezentarea lor către ANRE. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, la solicitarea ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, la solicitarea ACER, propunerile de TCM, prevăzute la pct. 35, care se consideră a avea impact transfrontalier, se transmit respectivelor autorități.

38. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, la cererea ANRE și/sau a autorităților de reglementare relevante, ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER emit în termen de 3 luni o opinie cu privire la o propunere de TCM.

39. În cazul în care aprobarea unui TCM, prevăzut la pct. 34, sau modificarea unui TCM în conformitate cu pct. 42 - 43, necesită o decizie comună din partea ANRE și a autorităților de reglementare relevante, ANRE consultă și cooperează strâns cu autoritățile de reglementare respective pentru a ajunge în unanimitate la un acord asupra propunerii respective de TCM, în conformitate cu art. 39 alin. (12) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, în cazul în care ECRB sau ACER emit o opinie, opinia respectivă se ia în considerare de ANRE și de autoritățile de reglementare relevante.

40. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ANRE și/sau alte autorități de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER adoptă decizia cu privire la propunerea de TCM, prezentată în conformitate cu pct. 34 și 35, în termen de șase luni de la recepționarea propunerii respective de TCM de către ANRE sau de către ultima autoritate de reglementare relevantă, de către ECRB sau de către ACER. Termenul de șase luni începe să curgă din ziua următoare zilei în care propunerea respectivă de TCM a fost depusă, în conformitate cu pct. 37, la ANRE sau la ultima autoritate de reglementare relevantă, în cazul TCM prevăzute la punctul 34, sau la ANRE, în cazul TCM prevăzute la pct. 35, sau la, la ECRB sau ACER.

41. În cazul în care, în termenul prevăzut la pct. 40, ANRE și autoritățile de reglementare relevante nu ajung la un acord unanim cu privire la o propunere de TCM, sau la cererea comună a autorităților de reglementare respective, sau la inițiativa ECRB ori, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, la inițiativa ACER, ECRB sau ACER, acționând în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, adoptă decizia privind propunerea de TCM, în termen de 6 luni de la data adresării.

42. În cazul în care, ANRE, ANRE și toate autoritățile de reglementare relevante, ECRB, sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER solicită modificarea unui TCM, prevăzut la pct. 34 și 35, OST și/sau operatorii sistemelor de transport relevanți, după caz, sau OPEED și/sau OPEED-urile relevante are/au obligația de a prezenta o propunere de modificare a TCM în termen de 2 luni de la primirea solicitării din partea ANRE și/sau a autorităților de reglementare relevante, din partea ECRB sau ACER.

43. ANRE și/sau autoritățile de reglementare relevante, după caz, ECRB, sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER examinează propunerea de modificare a TCM și adoptă decizia corespunzătoare în termen de 2 luni de la prezentarea acesteia. În cazul în care, în termenul prevăzut în prezentul punct, ANRE și autoritățile de reglementare relevante nu ajung la un acord cu privire la propunerea de modificare a unui TCM prevăzut la pct. 34, sau la cererea comună a autorităților de reglementare respective, sau la inițiativa ECRB, ori în măsura în care sunt afectate Statele Membre, la inițiativa ACER, propunerea de modificare a TCM se transmite spre aprobare ECRB sau, în măsura

în care Statele Membre sunt afectate, ACER, care acționează în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice. În acest caz, ECRB sau ACER adoptă decizia privind propunerea de modificare a unui TCM, în termen de 6 luni. În cazul în care OST și/sau operatorii sistemelor de transport relevanți sau OPEED și/sau OPEED-urile relevante nu prezintă o propunere de modificare a unui TCM, se aplică prevederile pct. 30.

44. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ACER, ECRB, ANRE în comun cu toate autoritățile de reglementare relevante, în cazul TCM prevăzute la pct. 34, sau ANRE în cazul TCM prevăzute la pct. 35, sunt în drept să solicite OST și/sau operatorilor sistemelor de transport relevanți, după caz, sau OPEED și/sau OPEED-urilor relevante să formuleze propuneri pentru modificarea respectivelor TCM și să stabilească un termen-limită pentru prezentarea respectivelor propuneri. OST sau, după caz, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți ori OPEED sau, după caz, OPEED, în comun cu OPEED-urile relevante, responsabili/responsabile pentru elaborarea propunerilor de TCM, pot prezenta propuneri de modificare a TCM ANRE sau, după caz, ANRE și autorităților de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER, care acționează în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice.

45. Propunerile de modificare a TCM se supun consultării publice în conformitate cu procedura prevăzută la secțiunea a 9-a din prezentul titlu și se aprobă cu respectarea procedurii stabilite în prezenta secțiune.

46. OST, OPEED publică pe site-ul său web TCM aprobate de către ACER și ECRB și incluse în cadrul național de reglementare, conform pct. 22, precum și TCM aprobate de ANRE în conformitate cu prezentele Linii directoare sau în cazul în care nu este necesară o astfel de aprobare, după stabilirea acestora, cu excepția cazului în care aceste informații se consideră a fi confidențiale în conformitate cu secțiunea a-10-a din prezentul titlu.

Secțiunea 8

Gestionarea curentă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice

47. OST și OPEED împreună cu operatorii sistemelor de transport relevanți și OPEED-urile relevante, contribuie în comun la organizarea gestionării curente a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Aceștia se reunesc în ședințe pentru a discuta și a decide asupra aspectelor operaționale curente.

Secțiunea 9

Consultarea

48. În cazurile prevăzute în mod expres în prezentele Linii directoare, OST și/sau operatorii sistemelor de transport relevanți, OPEED și/sau OPEED-urile relevante responsabili/responsabile pentru prezentarea propunerilor inițiale sau de modificare a TCM au obligația de a consulta părțile interesate, inclusiv autoritățile relevante din părțile contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre, cu privire la proiectele propunerilor de TCM. Procedura de consultare trebuie să dureze cel puțin o lună.

49. Propunerile inițiale sau de modificare a TCM, cu aplicabilitatea regională, necesită a fi consultate cel puțin la nivel regional. Părțile care prezintă propuneri la nivel bilateral sau multilateral

urmează să consulte cel puțin părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre vizate.

50. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, înainte de prezentarea propunerilor de TCM spre adoptare în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu, entitățile prevăzute la pct. 48, iau în considerare opiniile părților interesate, rezultate în urma consultărilor organizate în conformitate cu pct. 48.

51. Propunerile de TCM prezentate spre adoptare trebuie să fie însoțite, în toate cazurile, de o justificare fundamentată privind acceptarea sau respingerea opiniilor colectate în rezultatul consultărilor, care se publică în timp util, înainte de sau simultan cu publicarea propunerii de TCM.

Secțiunea 10

Obligații privind confidențialitatea

52. Toate informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentelor Linii directoare sunt supuse cerințelor privind păstrarea secretului profesional, prevăzute la punctele 53 - 55.

53. Obligația de a păstra secretul profesional se aplică angajaților OST, angajaților OPEED, angajaților ANRE sau angajaților oricărei alte persoane juridice, entități sau autorități care a intrat în posesia informațiilor în conformitate cu prezentele Linii directoare. OST, OPEED, ANRE, persoanele juridice, entitățile sau autoritățile respective urmează să întreprindă măsurile necesare pentru a asigura confidențialitatea, integritatea și protecția informațiilor respective, precum și măsurile menite să prevină utilizarea necorespunzătoare a acestor informații și accesul neautorizat la acestea.

54. Informațiile confidențiale obținute de persoanele indicate la pct. 53 în cadrul și în legătură cu exercitarea atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane, entități sau autorități, cu excepția cazurilor prevăzute de prezentele Linii directoare sau de alte acte normative naționale, precum și de cadrul normativ al Comunității Energetice.

55. Persoanele indicate la pct. 53, care primesc informații confidențiale în temeiul prezentelor Linii directoare le pot utiliza numai în scopul exercitării atribuțiilor prevăzute de prezentele Linii directoare, cu excepția cazurilor prevăzute în alte acte normative naționale sau în cadrul normativ al Comunității Energetice.

TITLUL II

CERINȚE PENTRU TERMENII, CONDIȚIILE ȘI METODOLOGIILE REFERITOARE LA ALOCAREA CAPACITĂȚILOR ȘI GESTIONAREA CONGESTIILOR

CAPITOLUL I

CALCULUL CAPACITĂȚILOR

Secțiunea 1

Intervalele de timp al calculului capacităților

56. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport relevanți implicați, calculează capacitatea interzonală cel puțin pentru următoarele intervale de timp:

56.1. al pieței pentru ziua următoare, pentru piața pentru ziua următoare;

56.2. al pieței intrazilnice, pentru piața intrazilnică.

57. Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, se calculează valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru ziua următoare. Pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, se calculează valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței intrazilnice rămasă.

58. Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, calculul capacităților se bazează pe cele mai recente informații disponibile. Actualizarea informațiilor privind intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare nu începe înainte de ora 15:00 ora pieței, cu două zile înainte de ziua livrării.

59. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, prevăzută la pct. 60, asigură recalcularea capacității interzonale în intervalul de timp al pieței intrazilnice pe baza celor mai recente informații disponibile. Frecvența acestei recalculări ia în considerare eficiența și siguranța în funcționare.

Secțiunea 2

Regiunile de calcul al capacităților

60. Regiunea de calcul al capacităților este stabilită în Anexă.

61. Anexa definește granițele zonei de ofertare atribuite operatorilor sistemelor de transport care sunt membri ai regiunii de calcul al capacităților. Următoarele cerințe trebuie să fie îndeplinite:

61.1. se iau în considerare regiunile de calcul al capacităților definite la nivelul Uniunii Europene;

61.2. fiecare graniță a unei zone de ofertare, sau două granițe separate dintre zone de ofertare, după caz, prin care există interconexiuni între două zone de ofertare, se alocă unei regiuni de calcul al capacităților;

61.3. pentru o regiune de calcul al capacităților sunt atribuiți cel puțin acei operatori ai sistemelor de transport ai căror zone de ofertare au granițe cu regiunea în cauză.

62. Regiunile de calcul al capacităților stabilite în conformitate cu prezentele Linii directoare sau regiunile de calcul al capacităților definite la nivelul Uniunii Europene, care aplică o metodă bazată

pe flux sunt fuzionate într-o singură regiune de calcul al capacităților dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:

- 62.1. sistemele lor de transport sunt conectate în mod direct;
- 62.2. participă în aceeași zonă de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice;
- 62.3. fuzionarea acestora este mai eficientă decât menținerea lor separată. ANRE, în comun cu autoritățile de reglementare relevante, pot solicita OST și operatorilor sistemelor de transport în cauză o analiză comună costuri-beneficii pentru evaluarea eficienței fuziunii.

Secțiunea 3

Metodologia de furnizare a datelor privind producerea și consumul

63. Metodologia de furnizare a datelor privind producerea și consumul specifică unitățile generatoare și consumatoare care sunt obligate să prezinte informații către OST în vederea stabilirii modelului comun de rețea și calculării capacităților.

64. Metodologia precizează termeni, clauze și condiții aplicabile unităților generatoare și consumatoare pentru prezentarea informațiilor prevăzute la pct. 65.

65. Pentru aplicarea metodologiei de furnizare a datelor privind producerea și consumul, OST utilizează și prezintă altor operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților datele prezentate de către unitățile generatoare și consumatoare. Unitățile generatoare și consumatoare prezintă către OST cel puțin următoarele informații:

- 65.1. informații privind caracteristicile lor tehnice;
- 65.2. informații privind disponibilitatea unităților generatoare și consumatoare;
- 65.3. informații privind programul unităților generatoare;
- 65.4. informații relevante disponibile privind modul în care unitățile generatoare vor fi dispecerizate.

66. În conformitate cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E publică următoarele informații relevante,

- 66.1. listă a entităților obligate să furnizeze informații către OST;
- 66.2. listă cu informațiile care trebuie furnizate;
- 66.3. termenele-limită de furnizare a informațiilor.

Secțiunea 4

Scenarii

67. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, aplică scenarii comune pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților prevăzut la pct. 56, elaborate conform celor prevăzute de cadrul normativ al Comunității Energetice. Scenariile comune se utilizează pentru a descrie o situație specifică prognozată privind producerea, consumul și topologia rețelei pentru sistemul de transport din modelul comun de rețea.

68. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, aplică reguli comune pentru determinarea poziției nete în fiecare zonă de ofertare și a fluxului pentru fiecare linie electrică directă, elaborate conform celor prevăzute de cadrul normativ al Comunității Energetice.

Secțiunea 5

Modelul individual de rețea

69. Pentru zona de ofertare și pentru fiecare scenariu, OST prezintă un model individual de rețea pentru zona sa de control, care include interconexiunile, respectând regulile comune pentru determinarea poziției nete în fiecare zonă de ofertare și a fluxului pe fiecare linie în curent continuu, stabilite de toți operatorii sistemelor de transport implicați. La definirea scenariilor nu se admite nicio discriminare nejustificată între schimburile interne și cele interzonale.

70. Fiecare model individual de rețea reprezintă cele mai bune prognoze posibile ale condițiilor sistemului de transport pentru fiecare scenariu specificat de OST în momentul în care este creat modelul individual de rețea.

71. Modelele individuale de rețea acoperă toate elementele de rețea ale sistemului de transport, care sunt utilizate în analizele regionale privind siguranța în funcționare pentru fiecare interval de timp în cauză.

72. OST armonizează, în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți, în cea mai mare măsură posibilă, modul în care sunt construite modelele individuale de rețea.

73. OST prezintă toate datele necesare în modelul individual de rețea pentru a permite analiza fluxurilor de putere activă și reactivă și analiza tensiunii în regim staționar.

74. OST și operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților efectuează schimb de date cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport regiunea de calcul a capacităților pentru a permite analiza tensiunii și a stabilității dinamice, la necesitate și dacă există o înțelegere în acest sens.

Secțiunea 6

Introducerea metodologiei de calcul al capacităților bazate pe flux

75. Pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și intervalul de timp al pieței intrazilnice, metoda utilizată de metodologiile comune de calcul al capacităților este metoda bazată pe flux, cu excepția cazului în care cerința de la pct. 81 este îndeplinită.

76. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, elaborează și transmite către ANRE și toate autoritățile de reglementare relevante o propunere pentru o metodologie comună de calcul coordonat al capacităților pentru regiunea în cauză. Propunerea de metodologie se supune procedurii de consultare, prevăzute de secțiunea a 9-a titlul I. Propunerea de metodologie va fi aliniată cu metodologia de calcul al capacităților aplicată în regiunile vecine de calcul al capacităților.

77. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți cu granițe comune, este încurajat să adere la inițiativele de punere în aplicare a unei metodologii comune de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux din aceste regiuni.

78. În momentul în care regiunea de calcul al capacităților care include zona de ofertare din care face parte sistemul electroenergetic național și una sau mai multe regiuni adiacente de calcul al capacităților din aceeași zonă sincronă pun în aplicare o metodologie de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare sau al pieței intrazilnice, acestea se consideră ca fiind o singură regiune în acest scop, iar OST și operatorii sistemelor de transport din această regiune trebuie să prezinte în termen de 6 luni o propunere de aplicare a unei metodologii comune de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare sau al pieței intrazilnice. Propunerea trebuie să includă o dată de punere în aplicare a metodologiei comune interregionale de calcul al capacităților, care nu trebuie să depășească termenul de 12 luni de la implementarea metodei bazate pe flux în aceste regiuni pentru metodologia privind intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, și termenul de 18 luni pentru metodologia privind intervalul de timp al pieței intrazilnice. Termenele prevăzute în prezentul punct pot fi adaptate în conformitate cu pct. 80.

79. Metodologia din regiunile de calcul al capacităților care au inițiat elaborarea unei metodologii comune de calcul al capacităților poate fi pusă în aplicare înainte de elaborarea unei metodologii comune de calcul al capacităților cu alte regiuni de calcul al capacităților.

80. În cazul în care OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport implicați, demonstrează că aplicarea metodologiilor comune de calcul al capacităților, bazate pe flux, nu este deocamdată mai eficientă, presupunând același nivel de siguranță în funcționare, OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport implicați, pot solicita ANRE și autorităților de reglementare relevante amânarea termenelor-limită de implementare a metodologiilor comune bazate pe flux.

81. OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților pot solicita ANRE și autorităților de reglementare relevante să aplice metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată în regiuni și la granițele zonelor de ofertare, în cazul în care aceștia demonstrează că aplicarea metodologiei de calcul al capacităților bazate pe flux nu este deocamdată mai eficientă în comparație cu metoda bazată pe capacitate netă de transport coordonată, presupunând același nivel de siguranță în funcționare în regiunea în cauză.

82. Pentru a permite participanților la piață să se adapteze la orice schimbare a metodei de calcul al capacităților, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților în cauză testează noua metodă în paralel cu metoda existentă și implică participanții la piață timp de cel puțin 6 luni înainte de a pune în aplicare o propunere pentru modificarea metodei lor de calcul al capacităților.

83. Atunci când aplică metoda bazată pe flux, OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, stabilesc și pun la dispoziție un instrument care să permită participanților la piață să evalueze interacțiunea dintre capacitățile interzonale și schimburile interzonale între zonele de ofertare.

Secțiunea 7

Metodologia de calcul al capacităților

84. Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților pentru regiunea de calcul al capacităților determinată în conformitate cu pct. 76 cuprinde cel puțin următoarele elemente pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților:

84.1. metodologiile de calcul al datelor de intrare utilizate în calculul capacităților, care includ următorii parametri:

84.1.1. o metodologie de determinare a marjei de fiabilitate, în conformitate cu secțiunea a 8-a din prezentul capitol;

84.1.2. metodologii pentru determinarea limitelor de siguranță în funcționare, a contingențelor relevante pentru calculul capacităților și a restricțiilor de alocare care ar putea fi aplicate, în conformitate cu secțiunea a 9-a din prezentul capitol;

84.1.3. metodologia de determinare a mecanismelor de modificare a generării, în conformitate cu secțiunea a 10-a din prezentul capitol;

84.1.4. metodologia de determinare a acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu secțiunea a 11-a din prezentul capitol;

84.2. o descriere detaliată a metodei de calcul al capacităților, care include următoarele:

84.2.1. o descriere matematică a metodei de calcul al capacităților aplicate, utilizând diferite date de intrare pentru calculul capacităților;

84.2.2. norme pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile interne și interzonale pentru a asigura conformitatea cu art. 44 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică;

84.2.3. norme pentru luarea în considerare, după caz, a capacității interzonale alocate anterior;

84.2.4. norme privind ajustarea fluxurilor de energie prin elementele critice de rețea sau a capacității interzonale ca urmare a acțiunilor de remediere, în conformitate cu secțiunea a 11-a din prezentul capitol;

84.2.5. pentru metoda bazată pe flux, o descriere matematică a calculului factorilor de distribuție pentru transferul de energie și a calculului marjelor disponibile privind elementele critice de rețea;

84.2.6. pentru metoda bazată pe capacitate netă de transport coordonată, norme pentru calculul capacității interzonale, inclusiv norme privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;

84.2.7. în cazul în care fluxurile de energie prin elementele critice de rețea sunt influențate de schimburile interzonale de energie din diferite regiuni de calcul al capacităților, normele de

repartizare a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite regiuni de calcul al capacităților pentru a permite aceste fluxuri;

84.3. o metodologie de validare a capacității interzonale, în conformitate cu secțiunea a 12-a din prezentul capitol.

85. Pentru intervalul de timp al calculului capacităților intrazilnice, metodologia de calcul al capacităților precizează, de asemenea, frecvența reevaluării capacității, în conformitate cu pct. 59, precizând motivele care stau la baza frecvenței alese.

86. Metodologia de calcul al capacităților include o procedură de ultimă instanță pentru cazul în care calculul inițial al capacităților nu a condus la niciun rezultat.

87. OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților utilizează, pe cât posibil, date de intrare armonizate pentru calculul capacităților.

Secțiunea 8

Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate

88. Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților trebuie să includă o metodologie de determinare a marjei de fiabilitate. Metodologia de determinare a marjei de fiabilitate cuprinde două etape. În prima etapă, OST și operatorii sistemelor de transport relevanți estimează distribuția de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real. În a doua etapă, marja de fiabilitate se calculează prin derivarea unei valori din distribuția de probabilitate.

89. Metodologia de determinare a marjei de fiabilitate stabilește principiile de calculare a distribuției de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real și precizează incertitudinile care trebuie luate în calcul. Pentru a determina aceste incertitudini, metodologia ține cont în special de:

89.1. deviațiile neintenționate ale fluxurilor fizice de energie în cursul unei unități de timp a pieței cauzate de ajustarea fluxurilor de energie în cadrul și între ariile de control pentru a menține o frecvență constantă;

89.2. incertitudinile care ar putea afecta calculul capacităților și care ar putea apărea între intervalul de timp al calculului capacităților și timpul real, pentru unitatea de timp a pieței luată în considerare.

90. În cadrul metodologiei de determinare a marjei de fiabilitate, OST și operatorii sistemelor de transport stabilesc, de asemenea, principii comune armonizate pentru derivarea marjei de fiabilitate din distribuția de probabilitate.

91. Pe baza metodologiei adoptate în conformitate cu pct. 88, OST și operatorii sistemelor de transport determină marja de fiabilitate respectând limitele de siguranță în funcționare și ținând cont de incertitudinile dintre intervalul de timp al calculului capacităților și timpul real, precum și ținând cont de acțiunile de remediere disponibile după calculul capacităților.

92. Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, OST și operatorii sistemelor de transport respectivi stabilesc marja de fiabilitate pentru elementele critice de rețea, dacă se aplică metoda bazată pe flux, și pentru capacitatea interzonală, dacă se aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată.

Secțiunea 9

Metodologii pentru determinarea limitelor de siguranță în funcționare, contingențe și restricții de alocare

93. OST respectă limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate în analizele privind siguranța în funcționare.

94. În cazul în care limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate în calculul capacităților nu sunt aceleași cu cele utilizate în analiza privind siguranța în funcționare, OST și operatorii sistemelor de transport descriu în propunerea de metodologie comună de calcul al capacităților metoda și criteriile specifice pe care le-au utilizat pentru a determina limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate pentru calculul capacităților.

95. În cazul în care OST și operatorii sistemelor de transport aplică restricții de alocare, acestea pot fi determinate doar utilizând:

95.1. restricțiile necesare pentru menținerea sistemului de transport în limitele de siguranță în funcționare și care nu pot fi transformate în mod eficient în fluxuri maxime pe elementele critice de rețea; sau

95.2. restricții care au scopul de a crește surplusul economic pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice.

Secțiunea 10

Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării

96. Propunerea de metodologie comună de calcul al capacităților include o propunere de metodologie pentru determinarea unui mecanism comun de modificare a generării pentru fiecare zonă de ofertare și scenariu elaborat în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul capitol.

97. Mecanismele de modificare a generării reprezintă cea mai bună prognoză a relației dintre o modificare a poziției nete a unei zone de ofertare și o modificare specifică a producerii sau a consumului în modelul comun de rețea. Această prognoză ține cont în special de informațiile metodologiei de furnizare a datelor privind producerea și consumul.

Secțiunea 11

Metodologia pentru acțiunile de remediere la calculul capacităților

98. OST definește acțiunile de remediere disponibile care trebuie luate în considerare la calculul capacităților pentru îndeplinirea obiectivelor prezentelor Linii directoare.

99. OST își coordonează acțiunile cu alți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților cu privire la utilizarea acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare la calculul capacităților și la aplicarea lor efectivă în condiții de operare în timp real.

100. Pentru ca măsurile de remediere să poată fi luate în considerare la calculul capacităților, OST, în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, convin asupra utilizării măsurilor de remediere care necesită acțiunea mai multor operatori ai sistemelor de transport.

101. OST asigură că măsurile de remediere sunt luate în considerare la calculul capacităților, cu condiția ca măsurile de remediere disponibile rămase după calcul, luate împreună cu marja de fiabilitate menționată la secțiunea a 8-a din prezentul capitol, să fie suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare.

102. În calculul capacităților, OST ia în considerare acțiuni de remediere care nu implică costuri.

103. OST asigură că măsurile de remediere care urmează să fie luate în considerare la calculul capacităților sunt aceleași pentru toate intervalele de timp ale calculului capacităților, ținând cont de disponibilitățile lor tehnice pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților.

Secțiunea 12

Metodologia de validare a capacității interzonale

104. OST validează și are dreptul să corecteze capacitatea interzonală relevantă pentru granițele zonei sale de ofertare sau elementele critice de rețea furnizate de calculatorii capacității coordonate, în conformitate cu secțiunile 13 - 17 din prezentul capitol.

105. În cazul în care se aplică o metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, includ în metodologia de calcul al capacităților prevăzută la secțiunea a 7-a din prezentul capitol o regulă pentru repartizarea corecției capacității interzonale între diferite granițe ale zonelor de ofertare.

106. OST poate reduce capacitatea interzonală în cursul validării capacității interzonale prevăzute la pct. 102 104 din motive de siguranță în funcționare.

107. Fiecare calculator al capacității coordonate își coordonează acțiunile cu calculatorii capacității coordonate din vecinătate în cursul procesului de calcul și de validare a capacităților.

108. Fiecare calculator al capacității coordonate raportează, o dată la trei luni, toate reducerile efectuate în cursul validării capacității interzonale în conformitate cu pct. 106 către toate autoritățile

de reglementare din regiunea de calcul al capacităților. Raportul respectiv include localizarea și valoarea oricărei reduceri a capacității interzonale și precizează motivele reducerilor.

109. ANRE, în comun cu celelalte autorități de reglementare din regiunea de calcul al capacităților, decide dacă publică integral sau parțial raportul menționat la pct. 108.

Secțiunea 13

Dispoziții generale privind procesul de calcul al capacităților

110. După crearea regiunii de calcul al capacității prevăzute la pct. 60, OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților desemnează calculatorul/calculatorii capacității coordonate și stabilește regulile privind activitatea acestuia/acestora.

111. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, examinează calitatea datelor transmise în cadrul calculului capacităților o dată la doi ani, ca parte a raportului bienal privind calculul și alocarea capacităților, prevăzut la secțiunea a 17-a din prezentul capitol.

112. Pe baza celor mai recente informații disponibile, OST, în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, examinează și actualizează în mod regulat și cel puțin o dată pe an:

112.1. limitele de siguranță în funcționare, contingențele și restricțiile de alocare utilizate pentru calculul capacităților;

112.2. distribuția de probabilitate a deviațiilor dintre fluxurile de energie preconizate în momentul calculului capacităților și fluxurile de energie realizate în timp real utilizată pentru calculul marjelor de fiabilitate;

112.3. acțiunile de remediere luate în considerare în calculul capacităților;

112.4. aplicarea metodologiilor pentru determinarea mecanismelor de modificare a generării, a elementelor critice de rețea și a contingențelor, prevăzute la secțiunile 8-10 din prezentul capitol.

Secțiunea 14

Crearea unui model comun de rețea

113. Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, prevăzut la pct. 56, fiecare unitate generatoare sau consumatoare care face obiectul secțiunii a 3-a din prezentul capitol transmite datele specificate în metodologia de furnizare a datelor privind producerea și consumul către operatorul sistemului de transport responsabil pentru aria de control în cauză, în termenele specificate.

114. Fiecare unitate generatoare sau consumatoare care furnizează informații în conformitate cu pct. 60 transmite cel mai fiabil set de estimări posibil.

115. Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, OST stabilește modelul individual de rețea pentru fiecare scenariu în conformitate cu secțiunea a 5-a din prezentul capitol, în vederea fuzionării modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea.

116. OST furnizează operatorilor sistemelor de transport responsabili cu fuzionarea modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea cel mai fiabil set de estimări posibil, pentru fiecare model individual de rețea.

117. Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților se creează un singur model comun de rețea conform metodologiei prevăzute la subpct. 33.4.

Secțiunea 15

Calculul regional al capacității interzonale

118. Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, OST furnizează calculatorilor capacității coordonate și celorlalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților următoarele informații: limitele de funcționare în siguranță, mecanismele de modificare a generării, acțiunile de remediere, marjele de fiabilitate, restricțiile de alocare și capacitatea interzonală alocată anterior.

119. Fiecare calculator al capacității coordonate efectuează o analiză a funcționării în siguranță prin aplicarea limitelor de funcționare în siguranță și prin utilizarea modelului comun de rețea creat pentru fiecare scenariu în conformitate cu pct. 117.

120. La calculul capacității interzonale, fiecare calculator al capacității coordonate:

120.1. utilizează mecanisme de modificare a generării pentru a calcula impactul modificărilor pozițiilor nete din zona de ofertare și al fluxurilor pe liniile electrice în curent continuu;

120.2. ignoră elementele critice de rețea care nu sunt influențate în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare în conformitate cu metodologia prevăzută la secțiunea a 7-a din prezentul capitol;

120.3. se asigură că toate seturile de poziții nete și de fluxuri pe liniile electrice în curent continuu din zona de ofertare care nu depășesc capacitatea interzonală respectă marjele de fiabilitate și limitele de siguranță în funcționare în conformitate cu subpct. 84.1.1 și 84.1.2 și iau în considerare capacitatea interzonală alocată anterior în conformitate cu pct. subpct. 84.2.3.

121. Fiecare calculator al capacității coordonate optimizează capacitatea interzonală prin utilizarea acțiunilor de remediere disponibile care au fost luate în considerare în calculul capacităților în conformitate cu subpct. 84.1.4.

122. Fiecare calculator al capacității coordonate aplică normele de repartizare stabilite în conformitate cu subpct. 84.2.6.

123. Fiecare calculator al capacității coordonate respectă descrierea matematică a metodei aplicate pentru calculul capacităților, stabilită în conformitate cu subpct. 84.2.1.

124. Fiecare calculator al capacității coordonate care aplică metoda bazată pe flux:

124.1. utilizează datele privind limitele de siguranță în funcționare pentru calculul fluxurilor maxime prin elementele critice de rețea;

124.2. utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și contingențele pentru calculul factorilor de distribuție pentru transferul de energie;

124.3. utilizează factorii de distribuție pentru transferul de energie pentru a calcula fluxurile care rezultă din capacitatea interzonală alocată anterior în zona de calcul al capacităților;

124.4. calculează fluxurile prin elementele critice de rețea pentru fiecare scenariu (ținând cont de contingente) și le ajustează presupunând că nu există schimburi de energie interzonale în interiorul regiunii de calcul al capacităților, aplicând normele pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile de energie interne și interzonale stabilite în conformitate cu subpct. 84.2.2;

124.5. calculează marjele disponibile pe elementele critice de rețea, ținând cont de contingente, care sunt egale cu fluxurile maxime din care se scad fluxurile ajustate menționate la subpct. 124.4, marjele de fiabilitate și fluxurile care rezultă din capacitatea interzonală alocată anterior;

124.6. ajustează marjele disponibile pe elementele critice de rețea sau factorii de distribuție pentru transferul de energie utilizând acțiunile de remediere disponibile care trebuie luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu secțiunea a 11-a din prezentul capitol.

125. Fiecare calculator al capacității coordonate care aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată:

125.1. utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și contingentele pentru calculul schimbului maxim de energie la granițele zonelor de ofertare, care este egal cu schimbul maxim calculat dintre două zone de ofertare de fiecare parte a graniței zonei de ofertare, respectând limitele de siguranță în funcționare;

125.2. ajustează schimbul maxim de energie utilizând acțiunile de remediere luate în considerare la calculul capacităților, în conformitate cu secțiunea a 11-a din prezentul capitol;

125.3. ajustează schimbul maxim de energie aplicând normele pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile de energie interne și interzonale în conformitate cu subpct. 84.2.2;

125.4. aplică normele stabilite în conformitate cu subpct. 84.2.6 privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;

125.5. calculează capacitatea interzonală, care este egală cu schimbul maxim de energie ajustat pentru marja de fiabilitate și capacitatea interzonală alocată anterior.

126. Fiecare calculator al capacității coordonate cooperează cu calculatorii capacității coordonate din vecinătate. OST învecinați asigură această cooperare prin realizarea schimbului de informații și prin confirmarea informațiilor privind interdependența cu calculatorii capacității coordonate regionali relevanți, în scopul calculului și validării capacităților. OST învecinați furnizează informațiile privind interdependența către calculatorii capacității coordonate înainte de calculul capacităților. O evaluare a acurateții informațiilor respective și măsurile corective se includ în raportul bienal prevăzut de secțiunea a 17-a din prezentul capitol, după caz.

127. Fiecare calculator al capacității coordonate stabilește:

127.1. parametrii bazați pe flux pentru fiecare zonă de ofertare din cadrul regiunii de calcul al capacităților, în cazul în care se aplică metoda bazată pe flux; sau

127.2. valorile capacității interzonale pentru fiecare zonă de ofertare din cadrul regiunii de calcul al capacităților, în cazul în care se aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată.

128. Fiecare calculator al capacității coordonate transmite capacitatea interzonală către fiecare operator al sistemului de transport din regiunea sa de calcul al capacităților în vederea validării în conformitate cu subpct. 84.3.

Secțiunea 16

Validarea și livrarea capacității interzonale

129. OST validează rezultatele calculului capacităților regionale pentru granițele zonei de ofertare sau elementele critice de rețea aferente, în conformitate cu secțiunea a 12-a din prezentul capitol.

130. OST transmite validările sale ale capacităților și restricțiile sale de alocare către calculatorii capacității coordonate relevanți și către ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților.

131. Fiecare calculator al capacității coordonate prezintă capacitățile interzonale validate și restricțiile de alocare în scopul alocării capacităților în conformitate cu secțiunea a 9-a cap. V și secțiunea a 8-a cap. VI din prezentul titlu.

Secțiunea 17

Raportul bienal privind calculul și alocarea capacităților

132. Pentru elaborarea de către ENTSO-E, în conformitate cu atribuțiile prevăzute în cadrul normativ al Comunității Energetice, a raportului bienal privind calculul și alocarea capacităților, care include zonele de ofertare ale părților contractante ale Comunității Energetice, OST și OPEED prezintă la solicitarea ENTSO-E datele necesare.

133. Pentru fiecare zonă de ofertare, pentru fiecare graniță a unei zone de ofertare sau pentru fiecare regiune de calcul al capacităților, raportul privind calculul și alocarea capacităților conține cel puțin următoarele:

133.1. metoda de calcul al capacităților utilizată;

133.2. indicatori statistici privind marjele de fiabilitate;

133.3. indicatori statistici privind capacitatea interzonală, inclusiv restricțiile de alocare, după caz, pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților;

133.4. indicatori de calitate pentru informațiile utilizate pentru calculul capacităților;

133.5. după caz, măsurile propuse pentru a îmbunătăți calculul capacităților;

133.6. pentru regiunile în care se aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, o analiză privind respectarea în continuare a condițiilor prevăzute la pct. 81;

133.7. indicatori de evaluare și de urmărire pe termen lung a eficienței cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice, inclusiv fuziunea regiunilor de calcul al capacităților în conformitate cu pct. 62, după caz;

133.8. recomandări pentru dezvoltarea în continuare a cuplării unice a pieței pentru ziua următoare și a pieței intrazilnice, inclusiv armonizarea în continuare a metodologiilor, proceselor și a principiilor de guvernare.

134. După consultarea ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, după consultarea ACER, OST în comun cu operatori sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre convin împreună cu privire la indicatorii statistici și de calitate pentru raport. ECRB și ACER pot solicita, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, modificarea indicatorilor respectivi, înainte ca OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre să convină asupra acestora sau în timpul aplicării acestora.

CAPITOLUL II

CONFIGURAȚIA ZONELOR DE OFERTARE

Secțiunea 1

Revizuirea configurațiilor existente ale zonelor de ofertare. Raportarea periodică cu privire la configurațiile zonelor de ofertare

135. Revizuirea configurației existente a zonei de ofertare se efectuează în conformitate cu principiile și criteriile stabilite în Anexa la Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

136. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER evaluează o dată la trei ani eficiența configurației existente a zonelor de ofertare și elaborează un raport de piață care evaluează impactul configurației actuale a zonelor de ofertare asupra eficienței pieței energiei electrice.

137. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E conform solicitării uneia din autoritățile prevăzute la pct. 136 include în raportul tehnic privind configurația existentă a zonelor de ofertare părțile contractante ale Comunității Energetice.

138. Raportul tehnic, prevăzut la pct. 137 include cel puțin:

138.1. o listă de congestii structurale și alte congestii fizice majore, inclusiv locurile și frecvența;

138.2. o analiză a evoluției preconizate sau a eliminării congestiilor fizice în urma investițiilor în rețele sau a modificărilor semnificative ale modelelor de generare sau de consum;

138.3. o analiză a proporției fluxurilor de energie care nu rezultă din mecanismul de alocare a capacităților, pentru fiecare regiune de calcul al capacităților, după caz;

138.4. veniturile din congestii și costurile legate de fermitate;

138.5. un scenariu care să cuprindă o perioadă de 10 ani.

139. OST este obligat să prezinte ENTSO-E date și analize care să permită întocmirea în timp util a raportului tehnic prevăzut la pct. 137.

140. În măsură în care este fezabil, raportul tehnic prevăzut la pct. 137 vizează ultimii trei ani calendaristici compleți care preced datei la care a fost făcută cererea corespunzătoare de către ECRB sau ACER.

141. În cazul în care raportul de piață prevăzut la pct. 136 sau raportul tehnic prevăzut la pct. 137 evidențiază ineficiențe ale configurației actuale a zonelor de ofertare, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport implicați inițiază revizuirea configurației existente a zonelor de ofertare la solicitarea ECRB sau a ACER astfel cum este prevăzut la pct. 1 din Anexa la Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

CAPITOLUL III

REDISPECERIZAREA ȘI COMERCIALIZAREA ÎN CONTRAPARTIDĂ

Secțiunea 1

Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate

142. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților elaborează, o propunere de metodologie comună pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate. Propunerea se supune consultărilor în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I.

143. Metodologia pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate include acțiuni cu relevanță transfrontalieră și permite OST și celorlalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților să reducă congestiile fizice indiferent dacă motivele congestiei fizice se încadrează sau nu în principal în afara zonei lor de control. Metodologia pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate abordează faptul că aplicarea sa ar putea influența în mod semnificativ fluxurile din afara zonei de control a OST-ului.

144. OST poate redispeceriza toate unitățile generatoare și consumatoare disponibile în conformitate cu mecanismele și acordurile adecvate, aplicabile în zona sa de control, inclusiv interconexiunile și cu respectarea principiilor stabilite la art. 46 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

145. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, elaborează un raport care se supune procedurii de consultare prevăzute la secțiunea a 9-a titlul I și în care evaluează coordonarea și armonizarea progresivă a mecanismelor și a acordurilor, prevăzute la pct. 144, și include propuneri. Raportul respectiv se transmite ANRE și autorităților de reglementare corespunzătoare în vederea evaluării. Propunerile din raport trebuie să împiedice ca aceste mecanisme și acorduri să denatureze funcționarea pieței.

146. OST evită să ia măsuri unilaterale sau necoordonate de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă, cu relevanță transfrontalieră. OST coordonează utilizarea resurselor de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă, luând în considerare impactul acestora asupra siguranței în funcționare și eficienței economice.

147. Unitățile generatoare și consumatoare relevante furnizează OST prețurile de redispecerizare și de comercializare în contrapartidă înainte de a angaja resursele de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă. Prețurile de redispecerizare și de comercializare în contrapartidă se bazează pe:

147.1. prețurile de pe piețele de energie electrică relevante pentru intervalul de timp relevant; sau

147.2. costul resurselor de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă calculat în mod transparent pe baza costurilor suportate.

148. Unitățile generatoare și consumatoare furnizează *ex ante* toate informațiile necesare pentru calculul costurilor de redispecerizare și de comercializare în contrapartidă către OST. Informațiile respective se transmit între OST și operatorii sistemelor de transport relevanți numai în scopuri de redispecerizare și comercializare în contrapartidă.

CAPITOLUL IV

DEZVOLTAREA ALGORITMILOR

Secțiunea 1

Dispoziții generale

149. OPEED aplică următorii algoritmi aplicați la nivelul Uniunii Europene:

149.1. un algoritm de cuplare prin preț;

149.2. un algoritm de tranzacționare prin corelare continuă.

150. OPEED, în comun cu OPEED-urile relevante, se asigură că algoritmul de cuplare prin preț și algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă îndeplinesc cerințele prevăzute de secțiunea a 2-a cap. V și, respectiv, de secțiunea a 2-a cap. VI din prezentul titlul.

151. După integrarea în procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare, OPEED în cooperare cu OST aplică metodologia de ultimă instanță prevăzută în subpct. 33.6.

152. Acolo unde este posibil, OPEED folosește soluții deja convenite pentru a pune în aplicare în mod eficient obiectivele prezentelor Linii directoare.

CAPITOLUL V

CUPLAREA UNICĂ A PIEȚELOR PENTRU ZIUA URMĂTOARE

Secțiunea 1

Obiectivele algoritmului de cuplare prin preț

153. Algoritmul de cuplare prin preț produce rezultatele prevăzute la pct. 156, într-un mod care:

153.1. urmărește maximizarea surplusului economic al cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare pentru regiunea în care a fost executată cuplarea prin preț pentru următoarea zi de tranzacționare;

153.2. utilizează principiul de stabilire a prețurilor marginale conform căruia toate ofertele acceptate vor avea același preț pe zonă de ofertare pe unitate de timp a pieței;

153.3. facilitează formarea eficientă a prețurilor;

153.4. respectă capacitatea interzonală și restricțiile de alocare a capacităților;

153.5. este repetabil și ajustabil.

154. Algoritmul de cuplare prin preț este dezvoltat în așa fel încât să fie posibilă aplicarea sa la un număr mai mare sau mai mic de zone de ofertare.

Secțiunea 2

Datele de intrare și rezultatele algoritmului de cuplare prin preț

155. Pentru a produce rezultate, algoritmul de cuplare prin preț utilizează:

155.1. restricțiile de alocare stabilite în conformitate cu pct. 95;

155.2. rezultatele capacității interzonale validate în conformitate cu secțiunea a 16-a cap. I din prezentul titlu;

155.3. ofertele transmise în conformitate cu secțiunea a 3-a din prezentul capitol.

156. Algoritmul de cuplare prin preț produce cel puțin următoarele rezultate simultan pentru fiecare unitate de timp a pieței:

156.1. un preț de închidere unic pentru fiecare zonă de ofertare și unitate de timp a pieței în EUR/MWh;

156.2. o poziție netă unică pentru fiecare zonă de ofertare și fiecare unitate de timp a pieței;

156.3. informațiile care permit determinarea stadiului de executare a ofertelor.

157. OPEED în comun cu toate OPEED-urile relevante asigură acuratețea și eficiența rezultatelor obținute prin algoritmul unic de cuplare prin preț.

158. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, verifică dacă rezultatele algoritmului de cuplare prin preț sunt coerente cu capacitatea interzonală și restricțiile de alocare.

Secțiunea 3

Produsele acoperite

159. OPEED și OPEED-urile relevante, se asigură că ofertele generate din produsele disponibile pentru algoritmul de cuplare prin preț, sunt exprimate în euro și se referă la timpul pieței.

160. OPEED și celelalte OPEED-uri relevante, se asigură că algoritmul de cuplare prin preț este în măsură să gestioneze oferte generate de aceste produse și care acoperă o unitate de timp a pieței și mai multe unități de timp ale pieței.

161. La fiecare doi ani, OPEED și OPEED-urile relevante, consultă, în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I:

161.1. participanții la piață, pentru a se asigura că produsele disponibile corespund nevoilor lor;

161.2. OST, operatorii sistemelor de transport relevanți, pentru a se asigura că produsele țin cont în modul corespunzător de siguranța în funcționare;

161.3. ANRE, autoritățile de reglementare relevante, pentru a se asigura că produsele disponibile corespund obiectivelor stabilite în prezentele Linii directoare.

162. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, modifică produsele, dacă este necesar, în conformitate cu rezultatele consultării prevăzute la pct. 161.

Secțiunea 4

Prețuri maxime și minime

163. După integrarea în procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare, OPEED, în cooperare cu OST, aplică prețurile minime și maxime prevăzute la subpct. 33.9.

Secțiunea 5

Stabilirea prețurilor capacității interzonale pentru ziua următoare

164. Prețul capacității interzonale pentru ziua următoare reflectă congestia pieței și este diferența dintre prețurile corespunzătoare de închidere pentru ziua următoare din zonele de ofertare relevante.

165. Pentru capacitatea interzonală pentru ziua următoare nu se aplică taxe precum taxe de dezechilibru sau taxe adiționale, cu excepția prețurilor stabilite în conformitate cu pct. 164.

Secțiunea 6

Metodologia de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare

166. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport care intenționează să calculeze schimburile planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, elaborează o propunere de metodologie comună pentru acest calcul. Propunerea se supune consultărilor în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I.

167. Metodologia descrie calculul și enumeră informațiile care trebuie să fie prezentate de către OPEED către calculatorul schimburilor planificate, stabilit în conformitate cu subpct. 20.6 și termenele-limită pentru prezentarea acestor informații. Termenul-limită pentru transmiterea informațiilor este 15:30 ora pieței din ziua care precedă zilei livrării.

168. Calculul se bazează pe pozițiile nete pentru fiecare unitate de timp a pieței.

169. În termen de doi ani de la aprobarea de către autoritățile de reglementare din regiunea în cauză a propunerii menționate la pct. 166, OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea în cauză care aplică schimburile planificate, reexaminează metodologia. Ulterior, la cererea ANRE și a autorităților de reglementare competente, metodologia se reexaminează o dată la doi ani.

Secțiunea 7

Stabilirea procedurilor de ultimă instanță

170. OST, în coordonare cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, elaborează o propunere de proceduri de ultimă instanță solide și prompte, care asigură o alocare a capacităților eficientă, transparentă și nediscriminatorie în cazul în care procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare nu este în măsură să producă rezultate. Propunerea de stabilire a procedurilor de ultimă instanță se supune consultărilor în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I.

Secțiunea 8

Acorduri care vizează mai mult de un OPEED într-o zonă de ofertare și acorduri privind interconexiunile care nu sunt gestionate de operatorii sistemelor de transport certificați

171. În cazul în care într-o zonă de ofertare sunt desemnate și/sau oferă servicii de tranzacționare mai multe OPEED-uri sau în cazul în care într-o zonă de ofertare există interconexiuni care nu sunt gestionate de operatori ai sistemelor de transport certificați în conformitate cu art. 30 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, OST elaborează o propunere de alocare a capacităților interzonale și alte acorduri necesare pentru zona de ofertare respectivă în cooperare cu respectivii operatori ai sistemelor de transport, cu OPEED-uri și cu operatorii de interconexiuni care nu sunt certificați ca operatori ai sistemelor de transport, pentru a asigura faptul că OPEED-urile și interconexiunile relevante furnizează datele necesare și acoperirea financiară a unor astfel de acorduri. Aceste acorduri trebuie să permită altor operatori ai sistemelor de transport și OPEED-uri să adere la ele.

172. Propunerea se transmite spre aprobare ANRE în termen de 12 luni de la data la care a fost desemnat mai mult de un OPEED și/sau a fost autorizată oferirea de servicii de tranzacționare pentru mai mult de un OPEED sau de la data la care a devenit operațională o nouă interconexiune care nu este gestionată de un operator al sistemului de transport certificat. Pentru interconexiunile existente care nu sunt gestionate de operatori ai sistemelor de transport certificați propunerea se depune în termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare.

Secțiunea 9

Prezentarea datelor de intrare

173. Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt furnizate OPEED-urilor în timp util pentru a se asigura publicarea pe piață a capacității interzonale și a restricțiilor de alocare nu mai târziu de ora 11:00 ora pieței din ziua care precedă zilei livrării.

174. În cazul în care un calculator al capacității coordonate nu este în măsură să prezinte capacitatea interzonală și restricțiile de alocare cu o oră înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare, calculatorul capacității coordonate în cauză notifică OPEED-urile. OPEED-urile respective publică imediat un anunț pentru participanții la piață. În astfel de cazuri, capacitatea interzonală și restricțiile de alocare trebuie prezentate de calculatorul capacității coordonate nu mai târziu de 30 de minute înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare.

Secțiunea 10

Funcționarea cuplării unice a pieței pentru ziua următoare

175. Ora de deschidere a porții pieței pentru ziua următoare este cel târziu ora 11:00 ora pieței din ziua care precedă zilei livrării.

176. Ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare este ora 12:00 ora pieței din ziua care precedă zilei livrării. Operatorii sistemelor de transport sau OPEED-urile pot stabili o altă oră de închidere a porții până la alăturare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare.

177. Toți participanții la piață transmit toate ofertele către OPEED înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare, în conformitate cu secțiunile a 2-a și a 3-a din prezentul capitol.

178. OPEED transmite ofertele primite în conformitate cu pct. 177 pentru exercitarea funcțiilor de OCP în conformitate cu pct. 16 corespunzător algoritmului de cuplare prin preț aplicat conform secțiunii a 1-a cap. IV din prezentul titlu.

179. Ofertele corelate în cadrul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sunt considerate ferme.

180. Funcțiile de OCP garantează anonimatul ofertelor transmise.

Secțiunea 11

Prezentarea rezultatelor

181. OPEED în comun cu OPEED-urile relevante care exercită funcțiile de OCP prezintă rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare:

181.1. către toți operatorii sistemelor de transport relevanți, către toți calculatorii capacității coordonate și către toate OPEED-urile relevante pentru rezultatele precizate la subpct. 156.1 și 156.2;

181.2. către toate OPEED-urile relevante pentru rezultatele precizate la subpct. 156.3.

182. OST verifică faptul că rezultatele cuplării unice a pieței pentru ziua următoare prin algoritmul de cuplare prin preț prevăzut la subpct. 156.2 au fost calculate în conformitate cu restricțiile de alocare și capacitatea interzonală validată.

183. OPEED verifică faptul că rezultatele cuplării unice a pieței pentru ziua următoare prin algoritmul de cuplare prin preț, prevăzut la subpct. 156.3 au fost calculate în conformitate cu ofertele.

184. OPEED informează participanții la piață cu privire la stadiul de executare a ofertelor lor fără întârzieri nejustificate.

Secțiunea 12

Calculul schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare

185. Calculatorul schimburilor planificate calculează schimburile planificate între zonele de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței în conformitate cu metodologia prevăzută la Secțiunea a 6-a din prezentul Capitol.

186. Calculatorul schimburilor planificate notifică OPEED, contrapartea centrală, agentul de transfer și OST cu privire la schimburile planificate convenite.

Secțiunea 13

Inițierea procedurilor de ultimă instanță

187. În cazul în care toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP se află în imposibilitatea de a prezenta o parte sau toate rezultatele algoritmului de cuplare prin preț, aplicate în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. IV din prezentul titlu, se aplică procedurile de ultimă instanță stabilite în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul capitol.

188. În cazul în care există riscul ca toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP să se afle în imposibilitatea de a prezenta o parte sau toate rezultatele la termen, toate OPEED-urile notifică toți operatorii sistemelor de transport relevanți de îndată ce riscul respectiv a fost identificat. Toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP publică imediat un anunț către participanții la piață cu privire la posibilitatea aplicării procedurilor de ultimă instanță.

CAPITOLUL VI

CUPLAREA UNICĂ A PIEȚELOR INTRAZILNICE

Secțiunea 1

Obiectivele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă

189. Între ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții intrazilnice interzonale, algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă determină ofertele care sunt selectate pentru corelare astfel încât corelarea:

189.1. să urmărească maximizarea surplusului economic al cuplării unice a piețelor intrazilnice pe tranzacție pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice prin alocarea capacităților către ofertele pentru care este fezabilă corelarea în conformitate cu prețul și ora de depunere;

189.2. să respecte restricțiile de alocare prevăzute în conformitate cu pct. 208;

189.3. să respecte capacitatea interzonală prevăzută în conformitate cu pct. 208;

189.4. să respecte cerințele de prezentare a rezultatelor prevăzute la Secțiunea a 10-a din prezentul capitol;

189.5. este repetabil și ajustabil.

190. Algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă produce rezultatele prevăzute la secțiunea a 2-a și a 3-a din prezentul capitol.

Secțiunea 2

Rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă

191. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, ca parte a funcției lor de OCP, se asigură că algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă produce cel puțin următoarele rezultate:

191.1. stadiul de executare a ofertelor și prețurile per tranzacție;

191.2. o singură poziție netă pentru fiecare zonă de ofertare și unitate de timp a pieței în cadrul pieței intrazilnice.

192. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, asigură acuratețea și eficiența rezultatelor obținute prin algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă.

193. OST, în comun cu toate OST-urile relevante, verifică dacă rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă sunt conforme cu capacitatea interzonală și restricțiile de alocare, în conformitate cu pct. 209.

Secțiunea 3

Produsele acoperite

194. OPEED se asigură că toate ofertele generate de produsele disponibile pentru a permite exercitarea funcțiilor de OCP în conformitate cu secțiunea a 5-a titlul I sunt exprimate în EUR și se referă la timpul pieței și la unitatea de timp a pieței.

195. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, se asigură că ofertele generate de aceste produse sunt compatibile cu caracteristicile capacității interzonale, care permit corelarea simultană a acestora.

196. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, se asigură că algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă este în măsură să gestioneze oferte care acoperă o unitate de timp a pieței și mai multe unități de timp ale pieței.

197. La fiecare doi ani, OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, consultă, în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I:

197.1. participanții la piață, pentru a se asigura că produsele disponibile corespund nevoilor lor;

197.2. OST, operatorii sistemelor de transport relevanți, pentru a se asigura că produsele țin cont în modul corespunzător de siguranța în funcționare;

197.3. ANRE, autoritățile de reglementare relevante, pentru a se asigura că produsele disponibile sunt în conformitate cu obiectivele prezentelor Linii directoare.

198. OPEED, în comun cu toate OPEED-urile relevante, modifică produsele, dacă este necesar, în conformitate cu rezultatele consultării prevăzute la pct. 197.

Secțiunea 4

Prețuri maxime și minime

199. OPEED, în cooperare cu OST, aplică prețurile minime și maxime prevăzute la subpct. 33.9.

Secțiunea 5

Stabilirea prețurilor capacității intrazilnice

200. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, aplică metodologia unică de stabilire a prețurilor capacității intrazilnice interzonale, prevăzută la subpct. 33.10.

201. Pentru capacitatea intrazilnică interzonală nu se aplică taxe precum taxe de dezechilibru sau taxe adiționale, cu excepția prețurilor stabilite în conformitate metodologia aplicată conform pct. 200.

Secțiunea 6

Metodologia de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice

202. În termen de 16 luni de la integrarea în procesul de cuplare unică a piețelor intrazilnice, OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport care intenționează să calculeze schimburile planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice, elaborează o propunere de metodologie comună pentru acest calcul. Propunerea se supune consultărilor în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I.

203. Metodologia descrie calculul și, dacă este necesar, enumeră informațiile pe care OPEED trebuie să le furnizeze calculatorului schimburilor planificate și termenele pentru prezentarea acestor informații.

204. Calculul schimburilor planificate se bazează pe pozițiile nete, astfel cum se prevede la subpct. 191.2.

205. În termen de doi ani de la aprobarea de către autoritățile de reglementare din regiunea în cauză a propunerii prevăzute la pct. 202, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți reexaminează metodologia. Ulterior, la cererea autorităților de reglementare competente, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți reexaminează metodologia o dată la doi ani.

Secțiunea 7

Acorduri care vizează mai mult de un OPEED într-o zonă de ofertare și acorduri privind interconexiunile care nu sunt gestionate de operatorii sistemelor de transport certificați

206. În cazul în care într-o zonă de ofertare sunt desemnate și/sau oferă servicii de tranzacționare mai multe OPEED-uri sau în cazul în care într-o zonă de ofertare există interconexiuni care nu sunt gestionate de operatori ai sistemelor de transport certificați, OST elaborează o propunere de alocare a capacităților interzonale și alte acorduri necesare pentru zona de ofertare respectivă în cooperare cu respectivi operatorii ai sistemelor de transport, cu OPEED-uri și cu operatorii de interconexiuni care nu sunt certificați ca operatori ai sistemelor de transport, pentru a asigura faptul că OPEED-urile și interconexiunile relevante furnizează datele necesare și acoperirea financiară a unor astfel de

acorduri. Aceste acorduri trebuie să permită altor operatori ai sistemelor de transport și OPEED-uri să adere la ele.

207. Propunerea se transmite spre aprobare ANRE în termen de 12 luni de la data la care a fost desemnat mai mult de un OPEED și/sau a fost autorizată oferirea de servicii de tranzacționare pentru mai mult de un OPEED sau de la data la care a devenit operațională o nouă interconexiune care nu este gestionată de un operator al sistemului de transport certificat. Pentru interconexiunile existente care nu sunt gestionate de operatori ai sistemelor de transport certificați propunerea se depune în termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare.

Secțiunea 8

Prezentarea datelor de intrare

208. Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt prezentate OPEED-urilor relevante cu cel puțin 15 minute înainte de ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale.

209. În cazul în care sunt necesare actualizări ale capacității interzonale și ale restricțiilor de alocare, din cauza unor modificări operaționale din sistemul de transport, OST notifică acest lucru calculatorilor capacității coordonate din regiunea sa de calcul al capacităților. Calculatorii capacității coordonate notifică apoi OPEED-urile relevante.

210. În cazul în care oricare dintre calculatorii capacității coordonate nu poate respecta prevederile pct. 208, calculatorul capacității coordonate în cauză notifică OPEED-urile relevante. OPEED-urile respective publică un anunț către toți participanții la piață fără întârzieri nejustificate.

Secțiunea 9

Funcționarea cuplării unice a piețelor intrazilnice

211. OST și operatorii sistemelor de transport relevanți aplică ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții intrazilnice interzonale prevăzută la subpct. 33.11.

212. Ora de închidere a porții intrazilnice interzonale se stabilește în așa fel încât aceasta:

212.1. să maximizeze posibilitățile participanților la piață de ajustare a balanței lor prin tranzacționarea în intervalul de timp al pieței intrazilnice cât mai aproape de timpul real; și

212.2. să ofere OST-urilor și participanților pieței energiei electrice timp suficient pentru procesele de planificare și de echilibrare în funcție de rețea și de siguranța în funcționare.

213. Se stabilește o singură oră de închidere a porții intrazilnice interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru o anumită graniță între zone de ofertare. Aceasta trebuie să fie cu cel mult o oră înainte de începerea unității de timp a pieței relevante și ia în considerare procesele de echilibrare relevante în ceea ce privește siguranța în funcționare.

214. Tranzacționarea intrazilnică a energiei electrice pentru o anumită unitate de timp a pieței pentru o graniță dintre zone de ofertare începe cel târziu la ora de deschidere a porții intrazilnice interzonale pentru granițele relevante dintre zonele de ofertare și este permisă până la ora de închidere a porții intrazilnice interzonale.

215. Înainte de ora de închidere a porții intrazilnice interzonale, participanții la piață transmit către OPEED toate ofertele pentru o anumită unitate de timp a pieței. OPEED, în comun cu OPEED-urile relevante, transmite ofertele pentru o anumită unitate de timp a pieței pentru corelare unică imediat după ce ofertele au fost primite de la participanții la piață.

216. Ofertele corelate în cadrul cuplării unice a piețelor intrazilnice sunt considerate ferme.

217. Funcțiile de OCP asigură anonimitatea ofertelor transmise prin registrul comun al ofertelor.

Secțiunea 10

Prezentarea rezultatelor

218. Toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP furnizează rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă:

218.1. tuturor celorlalte OPEED-uri relevante pentru rezultatele privind stadiul de executare per tranzacție, prevăzut la subpct. 191.1;

218.2. tuturor OST-urilor și calculatorilor schimburilor planificate pentru rezultatele privind pozițiile nete unice, prevăzute la subpct. 191.2.

219. În cazul în care, în conformitate cu subpct. 218.1, OPEED, din motive care nu țin de responsabilitatea sa, nu este în măsură să prezinte aceste rezultate ale algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă, acesta notifică toate celelalte OPEED-uri relevante.

220. În cazul în care, în conformitate cu subpct. 218.2, OPEED, din motive care nu țin de responsabilitatea sa, nu este în măsură să prezinte aceste rezultate ale algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă, acesta notifică toate OST-urile relevante și fiecare calculator al schimburilor planificate într-un termen rezonabil și cât mai scurt posibil. OPEED și OPEED-urile relevante informează participanții la piață în cauză.

221. OPEED și OPEED-urile relevante trimit, fără întârzieri nejustificate, informațiile necesare către participanții la piață pentru a se asigura că pot fi întreprinse acțiunile prevăzute la secțiunea a 1-a din prezentul capitol și la pct. 252.

Secțiunea 11

Calculul schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice

222. Calculatorul schimburilor planificate calculează schimburile planificate între zonele de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței după metodologia stabilită în conformitate cu secțiunea a 6-a din prezentul capitol.

223. Calculatorul schimburilor planificate notifică OPEED, contrapartea centrală, agent de transfer și OST cu privire la schimburile planificate convenite.

Secțiunea 12

Publicarea informațiilor cu privire la piață

224. Imediat după corelarea ofertelor, OPEED pune la dispoziția participanților la piață relevanți cel puțin informațiile cu privire la stadiul de executare a ofertelor și prețurile per tranzacție produse de algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă în conformitate cu subpct. 191.1.

225. OPEED se asigură că informațiile privind volumele și prețurile agregate executate sunt puse la dispoziția publicului, într-un format ușor accesibil, timp de cel puțin 5 ani.

Secțiunea 13

Licitații regionale complementare

226. OPEED și OPEED-urile relevante, precum și OST și operatorii sistemelor de transport relevanți de la granițele zonei de ofertare pot prezenta o propunere comună pentru conceperea și punerea în aplicare a licitațiilor intrazilnice regionale complementare. Propunerea trebuie să fie conformă cu metodologia unică de stabilire a prețurilor capacității intrazilnice interzonale, să reflecte congestia pieții, și să se bazeze pe oferte reale. Propunerea se supune consultărilor în conformitate cu secțiunea a 9-a titlul I.

227. Licitațiile intrazilnice regionale complementare pot fi puse în aplicare în interiorul zonei de ofertare sau între zone de ofertare în plus față de soluția cuplării unice a piețelor intrazilnice, prevăzută la secțiunea a 1-a din prezentul capitol. Pentru a organiza licitații intrazilnice regionale, tranzacționarea continuă în cadrul și între zonele de ofertare relevante poate fi oprită pentru o perioadă limitată de timp înainte de ora de închidere a porții intrazilnice interzonale, care nu poate depăși timpul minim necesar pentru a organiza licitația și, în orice caz, nu poate depăși 10 minute.

228. Pentru licitațiile intrazilnice regionale complementare, poate fi utilizată o altă metodologie de stabilire a prețurilor pentru capacitatea intrazilnică interzonală decât metodologia prevăzută la pct. 200. În acest caz, metodologia utilizată trebuie să respecte principiile privind reflectarea congestiei pieței și să se bazeze pe oferte reale.

229. ANRE aprobă propunerea de licitații intrazilnice regionale complementare, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

229.1. licitațiile regionale nu au un impact negativ asupra lichidității cuplării unice a piețelor intrazilnice;

229.2. toată capacitatea interzonală se alocă prin intermediul modulului de gestionare a capacităților;

229.3. licitația regională nu introduce discriminări nejustificate între participanții la piață din regiunile adiacente;

229.4. calendarele licitațiilor regionale sunt coerente cu cuplarea unică a piețelor intrazilnice pentru a permite participanților la piață să efectueze tranzacții cât mai aproape de timpul real;

229.5. au fost consultați participanții la piață.

230. Cel puțin la fiecare doi ani de la adoptarea deciziei privind licitațiile regionale complementare, ANRE reexaminează compatibilitatea oricărei soluții regionale cu cuplarea unică a piețelor intrazilnice, pentru a se asigura că sunt îndeplinite în continuare condițiile de mai sus.

CAPITOLUL VII

COMPENSAREA ȘI DECONTAREA PENTRU CUPLAREA UNICĂ A PIEȚELOR PENTRU ZIUA URMĂTOARE ȘI A PIEȚELOR INTRAZILNICE

Secțiunea 1

Compensarea și decontarea

231. Contrapartea centrală asigură compensarea și decontarea tuturor ofertelor corelate în timp util. Contrapartea centrală acționează în calitate de contraparte pentru participanții la piață în raport cu toate tranzacțiile acestora, în ceea ce privește drepturile și obligațiile financiare care decurg din aceste tranzacții.

232. Contrapartea centrală păstrează anonimatul participanților la piață.

233. Contrapărțile centrale acționează reciproc în calitate de contraparte pentru celelalte contrapărți centrale pentru schimburile de energie între zonele de ofertare, în ceea ce privește drepturile și obligațiile financiare care decurg din aceste tranzacții.

234. Astfel de schimburi iau în considerare următoarele:

234.1. pozițiile nete produse în conformitate cu subpct. 156.2 și subpct. 191.2;

234.2. schimburile planificate calculate în conformitate cu secțiunea a 12-a cap. V și secțiunea a 11-a Cap. VI din prezentul titlu.

235. Contrapartea centrală se asigură că, pentru fiecare unitate de timp a pieței:

235.1. în toate zonele de ofertare, ținând seama, după caz, de restricțiile de alocare, nu există deviații între suma energiei transferate dinspre toate zonele de ofertare cu surplus și suma energiei transferate către toate zonele de ofertare cu deficit;

235.2. exporturile și importurile de energie electrică între zonele de ofertare sunt egale, iar orice deviații rezultă doar din considerente legate de restricții de alocare, după caz.

236. În pofida prevederilor pct. 233, un agent de transfer poate acționa în calitate de contraparte între diferite contrapărți centrale pentru schimburile de energie, dacă părțile în cauză încheie un acord specific în acest sens. În cazul în care nu se ajunge la niciun acord, modalitățile de transfer sunt stabilite de autoritățile de reglementare responsabile pentru zonele de ofertare între care este necesară compensarea și decontarea schimbului de energie.

237. Contrapartea centrală sau agentul de transfer colectează veniturile din congestii care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, prevăzută în secțiunile 9 - 11 cap. V din prezentul titlu și cele care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice, prevăzută în secțiunile 8 - 10 cap. VI din prezentul titlu.

238. Contrapartea centrală sau agentul de transfer asigură transferul veniturilor din congestii colectate către OST în termen de cel mult două săptămâni de la data decontării.

239. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, în cazul în care calendarul plăților nu este armonizat între două zone de ofertare, neconcordanțele de timp se gestionează de către o entitate desemnată de ANRE, în conformitate cu art. 8 alin. (1) lit. b) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, desemnează o entitate pentru a gestiona și pentru a suporta costurile aferente.

CAPITOLUL VIII

FERMITATEA CAPACITĂȚII INTERZONALE ALOCATE

Secțiunea 1

Propunere de termen pentru fermitatea din ziua următoare

240. OST și operatorii sistemelor de transport relevanți aplică în comun un termen unic pentru fermitatea din ziua următoare, care nu poate fi mai scurt de o jumătate de oră înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare.

Secțiunea 2

Fermitatea capacității pentru ziua următoare și restricțiile de alocare

241. Înainte de termenul pentru fermitatea din ziua următoare, fiecare calculator al capacității coordonate poate ajusta capacitatea interzonală și restricțiile de alocare transmise către OPEED-uri.

242. După expirarea termenului pentru fermitatea din ziua următoare, toată capacitatea interzonală și toate restricțiile de alocare sunt ferme în ceea ce privește alocarea capacităților pentru ziua următoare, cu excepția cazului în care sunt îndeplinite cerințele de la pct. 174, caz în care capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt ferme de îndată ce acestea sunt transmise către OPEED-uri.

243. După expirarea termenului pentru fermitatea din ziua următoare, capacitatea interzonală care nu a fost alocată poate fi ajustată pentru alocările ulterioare.

Secțiunea 3

Fermitatea capacității intrazilnice

244. Capacitatea intrazilnică este fermă de îndată ce a fost alocată.

Secțiunea 4

Fermitatea în caz de impediment justificator sau în situații de urgență

245. În cazul unui impediment justificator sau în situațiile de urgență, în care OST acționează rapid, iar redispatchingul sau comercializarea în contrapartidă nu sunt posibile, OST are dreptul să

reducă capacitatea interzonală alocată. În toate cazurile, reducerea se efectuează într-o manieră coordonată în urma comunicării cu toți operatorii sistemelor de transport direct implicați.

246. Atunci când invocă un impediment justificator sau o situație de urgență, OST publică un anunț care explică natura impedimentului justificator sau a situației de urgență și durata probabilă a acesteia. Acest anunț este pus la dispoziția participanților la piață respectivi prin intermediul OPEED. În cazul alocării explicite a capacității către participanții la piață, atunci când invocă un impediment justificator sau o situație de urgență, OST trimite o notificare direct către părțile contractuale care dețin capacitatea interzonală în intervalul de timp al pieței relevant.

247. În cazul în care capacitatea alocată este redusă din cauza unui *impediment justificator* sau din cauza unei situații de urgență invocate de OST, acesta rambursează sau plătește o compensație pentru perioada impedimentului justificator, indicată în avizul de atestare sau pentru perioada situației de urgență, în conformitate cu următoarele cerințe:

247.1. în cazul în care există o alocare implicită, contrapartea centrală sau agentul de transfer nu fac obiectul unor daune financiare sau beneficii financiare care decurg din orice dezechilibru creat de această reducere;

247.2. în cazul unui impediment justificator în care capacitatea este alocată prin alocare explicită, participanții la piață au dreptul la rambursarea prețului plătit pentru capacitate în cursul procesului de alocare explicită;

247.3. într-o situație de urgență, în cazul în care capacitatea este alocată prin alocare explicită, participanții la piață au dreptul la o compensație egală cu diferența de preț a piețelor relevante între zonele de ofertare în cauză în intervalul de timp relevant; sau

247.4. într-o situație de urgență, în cazul în care capacitatea este alocată prin alocare explicită, însă prețul zonei de ofertare nu este calculat în cel puțin una dintre cele două zone de ofertare relevante în intervalul de timp relevant, participanții la piață au dreptul la rambursarea prețului plătit pentru capacitate în cursul procesului de alocare explicită.

248. Atunci când invocă un impediment justificator sau o situație de urgență, OST depune eforturile necesare pentru limitarea consecințelor și a duratei impedimentului justificator sau a situației de urgență.

249. La cererea OST, ANRE analizează dacă un eveniment poate fi considerat caz de impediment justificator și emite o opinie în acest sens. Opinia ANRE nu constituie un act de atestare a impedimentului justificator emis în conformitate cu legislația în vigoare.

TITLUL III COSTURI

CAPITOLUL I

METODOLOGIA DE DISTRIBUIRE A VENITURILOR DIN CONGESTII PENTRU CUPLAREA UNICĂ A PIETELOR PENTRU ZIUA URMĂTOARE ȘI A PIETELOR INTRAZILNICE

Secțiunea 1

Metodologia de distribuire a veniturilor din congestii

250. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, aplică metodologia de distribuire a veniturilor din congestii prevăzută la subpct. 33.13.

251. Metodologia prevăzută la pct. 250:

251.1. facilitează funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemului de transport al energiei electrice și funcționarea eficientă a pieței energiei electrice din părțile contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre;

251.2. respectă principiile generale de gestionare a congestiilor prevăzute la art. 44 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică;

251.3. permite planificarea financiară rezonabilă;

251.4. este coerentă de la un interval de timp la altul;

251.5. stabilește principiile de distribuire a veniturilor din congestii care decurg din active de transport deținute de alte părți decât operatorii sistemelor de transport.

252. OST și operatorii sistemelor de transport relevanți distribuie veniturile din congestii în conformitate cu metodologia stabilită la pct. 250 într-un termen rezonabil și cât mai scurt posibil și nu mai târziu de o săptămână de la transferul veniturilor din congestii în conformitate cu pct. 238.

CAPITOLUL II

METODOLOGIA DE PARTAJARE A COSTURILOR PENTRU REDISPECERIZARE ȘI COMERCIALIZARE ÎN CONTRAPARTIDĂ PENTRU CUPLAREA UNICĂ A PIETELOR PENTRU ZIUA URMĂTOARE ȘI A PIETELOR INTRAZILNICE

Secțiunea 1

Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă

253. OST, în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, elaborează o propunere de metodologie comună de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă.

254. Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă include soluții de partajare a costurilor pentru acțiunile cu relevanță transfrontalieră.

255. Costurile pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă eligibile pentru partajarea costurilor între OST și operatorii sistemelor de transport relevanți se stabilesc într-o manieră transparentă și astfel încât să poată fi auditate.

256. Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă trebuie cel puțin:

256.1. să determine care dintre costurile implicate de utilizarea acțiunilor de remediere pentru care au fost luate în considerare costuri la calculul capacităților și în cazul în care a fost stabilit un cadru comun pentru utilizarea unor astfel de acțiuni sunt eligibile pentru partajare între OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților în conformitate cu metodologia de calcul al capacităților prevăzută la secțiunile a 6-a și a 7-a Cap. I titlul II;

256.2. să definească care dintre costurile implicate de utilizarea redispecerizării sau comercializării în contrapartidă pentru a garanta fermitatea capacității interzonale sunt eligibile pentru partajarea între OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților în conformitate cu metodologia de calcul al capacităților prevăzută la a 6-a și a 7-a Cap. I titlul II;

256.3. să stabilească reguli privind partajarea costurilor la nivel regional, determinate în conformitate cu subpct. 256.1 și 256.2.

257. Metodologia elaborată în conformitate cu pct. 253 include:

257.1. un mecanism de verificare a necesității reale de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă între OST și operatorii sistemelor de transport implicați;

257.2. un mecanism *ex post* de monitorizare a utilizării acțiunilor de remediere care implică costuri;

257.3. un mecanism de evaluare a impactului acțiunilor de remediere, pe baza criteriilor de siguranță în funcționare și a criteriilor economice;

257.4. un proces care să permită ameliorarea acțiunilor de remediere;

257.5. un proces care să permită monitorizarea fiecărei regiunii de calcul al capacităților de către ANRE și autoritățile de reglementare relevante.

258. De asemenea, metodologia elaborată în conformitate cu pct. 253:

258.1. prevede stimulente pentru gestionarea congestiilor, inclusiv acțiuni de remediere și stimulente pentru investiții eficiente;

258.2. este coerentă cu responsabilitățile și obligațiile OST și ale operatorilor sistemelor de transport implicați;

258.3. asigură o partajare echitabilă a costurilor și a beneficiilor între OST și ale operatorilor sistemelor de transport implicați;

258.4. este coerentă cu alte mecanisme conexe, inclusiv cel puțin;

258.4.1. metodologia de distribuire a veniturilor din congestii, prevăzută la secțiunea a 1-a cap. 1 din prezentul titlu;

258.4.2. mecanismul de compensare între operatorii sistemelor de transport, astfel cum este prevăzut la art. 48 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, precum și de cadrul normativ al Comunității Energetice;

258.5. facilitează funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemului paneuropean interconectat, precum și funcționarea eficientă a pieței energiei electrice paneuropene;

258.6. facilitează respectarea principiilor generale de gestionare a congestiilor prevăzute la art. 44 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică;

258.7. permite planificarea financiară rezonabilă;

258.8. este coerentă între diferite intervale de timp ale pieței pentru ziua următoare și ale pieței intrazilnice;

258.9. este conformă cu principiile transparenței și nediscriminării.

259. OST, în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților, armonizează în continuare pe cât posibil cu alte regiuni de calcul al capacităților metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă, aplicată în regiunea lor de calcul al capacităților.

CAPITOLUL III

RECUPERAREA COSTURILOR AFERENTE ALOCĂRII CAPACITĂȚILOR ȘI GESTIONĂRII CONGESTIILOR

Secțiunea 1

Dispoziții generale privind recuperarea costurilor

260. Costurile aferente obligațiilor impuse OST în conformitate cu secțiunea a 6-a titlul I, inclusiv cele prevăzute la secțiunea a 1-a Cap. II din prezentul titlu și secțiunile 2 – 5 din prezentul capitol, se evaluează de către ANRE. Costurile evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează în timp util prin tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice sau prin alte mecanisme adecvate, stabilite de ANRE în condițiile Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

261. Partea care revine părților contractante ale Comunității Energetice și/sau Statelor Membre din costurile comune prevăzute la subpct. 273.1, costurile regionale prevăzute la subpct. 273.2 și costurile naționale prevăzute la subpct. 273.3, evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin tarifele OPEED, prin tarifele reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice sau prin alte mecanisme adecvate, stabilite de ANRE în condițiile Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

262. La cererea ANRE, OST, OPEED și operatorii delegați relevanți, în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul capitol, prezintă, în termen de trei luni de la solicitare, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

Secțiunea 2

Costuri de stabilire, modificare și funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice

263. OPEED contribuie la suportarea următoarelor cheltuieli:

263.1. costurile comune, regionale și naționale pentru stabilirea, actualizarea sau dezvoltarea în continuare a algoritmului de cuplare prin preț și a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare;

263.2. costurile comune, regionale și naționale pentru stabilirea, actualizarea sau dezvoltarea în continuare a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă și a cuplării unice a piețelor intrazilnice;

263.3. costurile comune, regionale și naționale de funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice.

264. Sub rezerva acordului cu OPEED, OST poate contribui la costurile prevăzute la pct. 263, cu condiția aprobării de către ANRE. În astfel de cazuri, în termen de două luni de la primirea unei prognoze de la OPEED, OST are dreptul să prezinte spre aprobarea ANRE o propunere de contribuție la costuri. Aceste contribuții se iau în calcul la stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice.

265. OPEED este în drept să recupereze costurile prevăzute la pct. 261, care nu au fost suportate de OST în conformitate cu pct. 264, prin tarifele pentru serviciul de operare a pieței energiei electrice sau prin alte mecanisme adecvate, în condițiile Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, și dacă acestea sunt rezonabile și proporționale.

Secțiunea 3

Costuri de compensare și decontare

266. Toate costurile suportate de contrapartea centrală și agentul de transfer sunt recuperabile prin tarife sau alte mecanisme adecvate, stabilite în condițiile Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, dacă acestea sunt rezonabile și proporționale.

267. Contrapartea centrală și agentul de transfer caută modalități de compensare și decontare eficiente care evită costurile inutile și reflectă riscul asumat. Modalitățile de compensare și decontare transfrontaliere se aprobă de către ANRE.

Secțiunea 4

Costuri de stabilire și funcționare a procesului de calcul al capacității coordonate

268. OST suportă în mod individual costurile de prezentare a datelor de intrare pentru procesul de calcul al capacităților.

269. OST suportă împreună cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți costurile de fuzionare a modelelor individuale de rețea. OST suportă împreună cu ceilalți operatori ai sistemelor

de transport relevanți din fiecare regiune de calcul al capacităților costurile de stabilire și funcționare a calculatoarelor capacității coordonate.

270. Orice costuri suportate de participanții la piață pentru îndeplinirea cerințelor din prezentele Linii directoare sunt suportate de participanții la piață respectivi.

Secțiunea 5

Costuri de asigurare a fermității

271. Costurile legate de asigurarea fermității în conformitate cu pct. 242 și 244 sunt suportate de OST, în măsura în care acest lucru este posibil, în conformitate cu art. 47 alin. (2) lit. a) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică. Costurile respective includ costurile care rezultă din mecanismele de compensare asociate cu asigurarea fermității capacităților interzonale, precum și costurile de redispecerizare, de comercializare în contrapartidă și de dezechilibru asociate cu compensarea participanților la piață.

Secțiunea 6

Partajarea costurilor între OPEED-urile și operatorii sistemelor de transport din diferite părți contractante ale Comunității Energetice și State Membre

272. OPEED și celelalte OPEED-uri relevante, precum și OST și operatorii sistemelor de transport relevanți transmit ANRE și, respectiv, autorităților de reglementare relevante un raport anual în care explică în detaliu costurile de stabilire, de modificare și de funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ACER integrează raportul respectiv în raportul său și îl publică, ținând cont în modul corespunzător de informațiile care constituie secret comercial. Costurile legate în mod direct de cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice sunt identificate în mod clar și separat și sunt auditabile. De asemenea, raportul furnizează detalii complete privind contribuțiile la costurile OPEED de către OST în conformitate cu pct. 264.

273. Costurile prevăzute la pct. 272 se împart în:

273.1. costuri comune care rezultă din activitățile coordonate ale tuturor OPEED-urilor sau operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre (pentru interconectarea acestora cu părțile contractante ale Comunității Energetice), care participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice;

273.2. costurile regionale care rezultă din activitățile OPEED-urilor și operatorilor sistemelor de transport care cooperează într-o anumită regiune;

273.3. costurile naționale care rezultă din activitățile OPEED și OST.

274. Costurile comune prevăzute la subpct. 273.1 se partajează între OST-urile și operatorii sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice.

275. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, OPEED și OPEED-urile relevante, precum și OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, care cooperează într-o anumită regiune convin de comun acord asupra unei propuneri de partajare a costurilor regionale în conformitate cu subpct. 273.2. Propunerea respectivă se supune spre aprobare, în mod individual, către ANRE și către autoritățile naționale relevante din fiecare parte contractantă a Comunității Energetice și, respectiv, din fiecare Stat Membru din regiune. În mod alternativ, OPEED și OPEED-urile relevante, precum și OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, care cooperează într-o anumită regiune pot utiliza acordurile privind partajarea costurilor comune.

276. Principiile de partajare a costurilor se aplică costurilor suportate de la intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare. Acest lucru nu aduce atingere soluțiilor existente utilizate pentru dezvoltarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, iar costurile suportate înainte de intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare se partajează între OPEED și OPEED-urile relevante, precum și între OST și operatorii sistemelor de transport relevanți pe baza acordurilor existente care reglementează astfel de soluții.

TITLUL IV DELEGAREA SARCINILOR ȘI MONITORIZARE

Secțiunea 1

Delegarea sarcinilor

277. OST sau OPEED poate delega în totalitate sau parțial orice sarcină atribuită în temeiul prezentelor Linii directoare către una sau mai multe părți terțe în cazul în care partea terță respectivă poate exercita funcția cel puțin la fel de eficient ca OST sau OPEED, care deleagă sarcina. Atunci când își deleagă în totalitate sau parțial sarcinile către o parte terță, OST, OPEED rămâne responsabil pentru asigurarea conformității cu obligațiile care îi revin în temeiul prezentelor Linii directoare, inclusiv pentru asigurarea accesului la informațiile necesare ANRE în legătură cu exercitarea funcției de monitorizare.

278. Înainte de delegarea sarcinilor, partea terță vizată trebuie să demonstreze în mod clar OST sau OPEED capacitatea sa de a îndeplini toate obligațiile care decurg din prezentele Linii directoare.

279. În cazul în care o sarcină prevăzută în prezentele Linii directoare este delegată în totalitate sau parțial unei părți terțe, OST, OPEED se asigură că, înainte de delegarea sarcinilor, au fost încheiate acorduri de confidențialitate adecvate în conformitate cu obligațiile de confidențialitate ale OST sau ale OPEED, care deleagă sarcina.

Secțiunea 2

Monitorizarea punerii în aplicare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice

280. Entitatea care exercită funcția de OCP este monitorizată de către ANRE. Alte autorități de reglementare sau autorități relevante, ECRB și, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER contribuie la monitorizare, după caz. ANRE cooperează în mod deplin cu autoritățile de reglementare sau alte autorități relevante, care au responsabilitatea principală pentru monitorizarea OPEED-urilor și a funcțiilor de OCP, și asigură accesul la informații altor autorități de reglementare, ECRB și ACER pentru a asigura o monitorizare adecvată a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, în conformitate cu art. 12 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

281. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ACER în cooperare cu Secretariatul Comunității Energetice monitorizează integrarea în procesul de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice.

282. OST prezintă ACER și Secretariatului Comunității Energetice informațiile necesare pentru îndeplinirea de către autoritățile respective a atribuției de monitorizare, prevăzute la pct. 281.

283. La cererea comună a ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele-Membre, la cererea ACER, și ENTSO-E, OPEED, participanții la piață și alte entități relevante în ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice transmit ENTSO-E informațiile necesare pentru realizarea monitorizării în conformitate cu pct. 281, cu excepția cazului în care ANRE, ECRB, ACER sau ENTSO-E dispun deja de aceste informații în virtutea exercitării atribuțiilor de monitorizare a punerii în aplicare.

TITLUL V

DISPOZIȚII SPECIALE

284. Prin derogare de la pct. 33, până la aprobarea de către ACER a TCM prevăzute la pct. 33.3; 33.4 și 33.12, ANRE aprobă TCM corespunzătoare, aplicate la nivelul Uniunii Europene, în conformitate cu deciziile corespunzătoare ale tuturor autorităților de reglementare din Statele Membre.

Anexa

la Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 641/2025

Regiunile de calcul al capacităților

Secțiunea 1

Subiectul și domeniul de aplicare

1. Regiunile de calcul al capacităților (CCR) acoperă toate frontierele existente ale zonelor de ofertare dintre părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre, după cum sunt definite în prezenta Anexă.

2. Ajustările configurației CCR au loc în baza unor propuneri formulate în comun de OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport în conformitate cu pct. 61 și 62, cu consultarea operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și Statelor Membre, adresate ACER.

Secțiunea 2

Regiunea de calcul al capacităților: CCR EE

3. CCR Europa de Est include frontiera zonei de ofertare dintre Ucraina și Moldova (UA - MD), Ukrenergó NPC (Ukrenergó) și Î.S. Moldelectrica (MEL).

4. În ceea ce privește frontierele zonei de ofertare dintre părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre, toți operatorii sistemelor de transport din CCR EE vor încheia un acord cu operatorii sistemelor de transport adiacenți CCR EE care stabilește baza pentru cooperarea operatorilor sistemelor de transport din UE și din afara UE în cadrul CCR EE. Aceasta se aplică în raport cu următorii operatori ai sistemelor de transport pentru următoarele frontiere:

4.1. Ucraina - Polonia (UA - PL), Ukrenergó NPC (Ukrenergó) și PSE S.A. (PSE);

4.2. Ucraina - Slovacia (UA - SL), Ukrenergó NPC (Ukrenergó) și Slovenská elektrizaná prenosová sústava, a.s. (SEPS);

4.3. Ucraina - Ungaria (UA - HU), Ukrenergó NPC (Ukrenergó) și Hungarian Independent Company operator de transport Ltd (MAVIR);

4.4. Ucraina - România (UA - RO), Ukrenergó NPC (Ukrenergó) și Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A (TEL);

4.5. Moldova - România (MD - RO), Î.S. Moldelectrica (MEL) și Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. (TEL).