|  |  |
| --- | --- |
| **TABEL DE CONCORDANȚĂ**  **la proiectul legii cu privire la energia electrică** | |
| **1** | **Titlul actului Uniunii Europene, inclusiv cea mai recentă modificare, nr.CELEX:**  **Regulamentul (UE) 2015/1222 a Parlamentului European și a Consiliului din 24 iulie 2015**  **de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor** (Text cu relevanță pentru SEE), publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 197 din 25 iulie 2015, nr. CELEX: 02015R1222    Astfel cum a fost modificat prin:   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | M1 | Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2021/280 al Consiliului din 22 februarie 2021 |  |  |  | |  |  |  |  |  |   **Remarcă:** Republica Moldova în calitate de parte contractantă în cadrul Tratatului de constituire a Comunității Energetice, are obligația de a-și onora angajamentele asumate în cadrul acestuia. Respectiv, în procesul de transpunere a legislației UE, se va ține cont inclusiv de Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice nr.2022/03/MC-EnC din 15 decembrie 2022, prin care s-a decis includerea în acquis-ul Tratatului Comunității Energetice a**Regulamentului (UE) 2015/1222** |
| **2** | **Titlul proiectului de act normativ național: *Proiectul legii cu privire la energia electrică*** |
| **3** | **Gradul general de compatibilitate: *Parțial compatibil*** |
| **4** | **Autoritatea/persona responsabilă: Ministerul Energiei și Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică** |
| **5** | **Data întocmirii/actualizării: august 2024** |

| **Actul Uniunii Europene** | **Proiectul de act normativ național** | **Gradul de compatibilitate** | **Observațiile**  Este reflectată varianta adaptată și aprobată a Regulamentului (UE) 2015/1222 prin Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice nr.2022/03/MC-EnC |
| --- | --- | --- | --- |
| **6** | **7** | **8** | **9** |
| **TITLUL I**  **DISPOZIŢII GENERALE**  ***Articolul 1***  **Obiect și domeniul de aplicare**  (1) Prezentul regulament stabilește linii directoare detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor pe piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice, 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. |  | Prevederi UE netranspuse | **TITLE I**  **GENERAL PROVISIONS**  ***Article 1***  **Subject matter and scope**  1. This Regulation lays down detailed guidelines on cross-zonal capacity allocation and congestion management  in the day-ahead and intraday markets, including the requirements for the establishment of common methodologies for determining the volumes of capacity simultaneously available between bidding zones, criteria to assess efficiency and a review process for defining bidding zones.  2. This Regulation shall apply to all transmission systems and interconnections in the **Energy Community** except the transmission systems **<...>** which are not connected with other transmission systems via interconnections.  3. In **Contracting Parties** where more than one transmission system operator exists, this Regulation shall apply to all transmission system operators within that **Contracting Party**. Where a transmission system operator does not have a function relevant to one or more obligations under this Regulation, **Contracting Parties** may provide that the responsibility for complying with those obligations is assigned to one or more different, specific transmission system operators.  4. <…>  5. <…>  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (2) Prezentul regulament se aplică tuturor sistemelor de transport și interconexiunilor din Uniune, cu excepția sistemelor de transport de pe insule care nu sunt conectate cu alte sisteme de transport prin interconexiuni. |
| (3) În statele membre în care există mai mult de un operator de transport și de sistem, prezentul regulament se aplică tuturor operatorilor de transport și de sistem din statul membru respectiv. În cazul în care un operator de transport și de sistem nu deține o funcție relevantă pentru una sau mai multe obligații în temeiul prezentului regulament, statele membre pot să dispună ca responsabilitatea privind respectarea acestor obligații să fie atribuită unuia sau mai multor operatori de transport și de sistem specifici, diferiți. |
| 4. Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice din Uniune poate fi deschisă operatorilor pieței și OTS-urilor care își desfășoară activitatea în Elveția, cu condiția ca legislația națională din țara respectivă să pună în aplicare principalele dispoziții ale legislației Uniunii privind piața energiei electrice și să existe un acord interguvernamental privind cooperarea în domeniul energiei electrice între Uniune și Elveția. |
| 5. Sub rezerva îndeplinirii condițiilor de la alineatul (4) de mai sus, participarea Elveției la cuplarea piețelor pentru ziua următoare și la cuplarea unică a piețelor intrazilnice se decide de către Comisie pe baza unui aviz emis de agenție. Drepturile și responsabilitățile OPEED-urilor și OTS-urilor din Elveția care se alătură cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare trebuie să fie coerente cu drepturile și responsabilitățile OPEED-urilor și OTS-urilor care își desfășoară activitatea în Uniune, pentru a permite o bună funcționare a sistemelor de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice implementate la nivelul Uniunii și condiții de concurență echitabile pentru toate părțile interesate. |
| ***Articolul 2***  **Definiții**  În sensul prezentului regulament, se aplică definițiile prevăzute la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, articolul 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei și articolul 2 din Directiva 2009/72/EC a Parlamentului European și a Consiliului.  În plus, se aplică următoarele definiții:  1. „model individual de rețea” înseamnă un set de date care descrie caracteristicile sistemului electroenergetic (producție, consum și topologia rețelei), precum și regulile aferente de modificare a acestor caracteristici în cursul calculului capacităților, pregătit de OTS-urile responsabile, care urmează să fie fuzionat cu alte componente de modele individuale de rețea pentru a crea modelul comun de rețea; |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 2***  **Definitions**  For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Regulation (EC) No **2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MCEnC,** Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013**, as adapted and adopted by Permanent High Level Group Decision 2015/01/PHLG-EnC,** and Article 2 of Directive (EU) **2019/944** of the European Parliament and of the Council**, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC,** shall apply.  In addition, the following definitions shall apply:  1. ‘individual grid model’ means a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 2. „model comun de rețea” înseamnă un set de date la nivelul întregii Uniuni convenit între diferite OTS-uri care descrie principalele caracteristici ale sistemului electroenergetic (producție, consum și topologia rețelei), precum și regulile de modificare a acestor caracteristici în cursul procesului de calcul al capacităților; |  | Prevederi UE netranspuse | 2. ‘common grid model’ means a **<…>** wide data set agreed **in accordance with Article 2 No 2 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to TSOs of Contracting Parties**;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 3. „regiune de calcul al capacităților” înseamnă zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților; |  | Prevederi UE netranspuse | 3. ‘capacity calculation region’ means the geographic area in which coordinated capacity calculation is applied;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 4. „scenariu” înseamnă starea prognozată a sistemului electroenergetic pentru un anumit interval de timp; |  | Prevederi UE netranspuse | 4. ‘scenario’ means the forecasted status of the power system for a given time-frame;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 5. „poziție netă” înseamnă suma netă a importurilor și exporturilor de energie electrică pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru o zonă de ofertare; |  | Prevederi UE netranspuse | 5. ‘net position’ means the netted sum of electricity exports and imports for each market time unit for a bidding zone;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 6. „restricții de alocare” înseamnă 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 6. ‘allocation constraints’ means the constraints to be respected during capacity allocation to maintain the transmission system within operational security limits and have not been translated into cross-zonal capacity or that are needed to increase the efficiency of capacity allocation;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 7. „limite de siguranță în funcționare” înseamnă limitele de funcționare acceptabile pentru operarea în siguranță a rețelei, cum ar fi limitele termice, limite de tensiune, limitele de curent de scurtcircuit, de frecvență și de stabilitate dinamică; |  | Prevederi UE netranspuse | 7. ‘operational security limits’ means the acceptable operating boundaries for secure grid operation such as thermal limits, voltage limits, short-circuit current limits, frequency and dynamic stability limits;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 8. „metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată” înseamnă o metodă de calcul al capacităților pe baza principiului evaluării și definirii ex ante a schimbului maxim de energie între zone de ofertare adiacente; |  | Prevederi UE netranspuse | 8. ‘coordinated net transmission capacity approach’ means the capacity calculation method based on the principle of assessing and defining *ex ante* a maximum energy exchange between adjacent bidding zones;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 9. „metodă bazată pe flux” înseamnă o 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 marjele disponibile privind elementele critice de rețea; |  | Prevederi UE netranspuse | 9. ‘flow-based approach’ means a capacity calculation method in which energy exchanges between bidding zones are limited by power transfer distribution factors and available margins on critical network elements;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 10. „contingență” înseamnă 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 rețea semnificativi și elemente ale rețelei de distribuție, dacă sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport; |  | Prevederi UE netranspuse | 10. ‘contingency’ means the identified and possible or already occurred fault of an element, including not only the transmission system elements, but also significant grid users and distribution network elements if relevant for the transmission system operational security;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 11. „calculatorul capacității coordonate” înseamnă entitatea sau entitățile însărcinate cu rolul de a calcula capacitatea de transport, la nivel regional sau la nivel superior; |  | Prevederi UE netranspuse | 11. ‘coordinated capacity calculator’ means the entity or entities with the task of calculating transmission capacity, at regional level or above;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 12. „mecanism de modificare a generării (*generation shift key*)” înseamnă o 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 12. ‘generation shift key’ means a method of translating a net position change of a given bidding zone into estimated specific injection increases or decreases in the common grid model;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 13. „acțiune de remediere” înseamnă orice măsură aplicată de unul sau mai multe OTS-uri, manual sau automat, pentru a menține siguranța în funcționare; |  | Prevederi UE netranspuse | 13. ‘remedial action’ means any measure applied by a TSO or several TSOs, manually or automatically, in order to maintain operational security;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 14. „marjă de fiabilitate” înseamnă reducerea capacității interzonale pentru a ține cont de incertitudini în cursul procesului de calcul al capacităților; |  | Prevederi UE netranspuse | 14. ‘reliability margin’ means the reduction of cross-zonal capacity to cover the uncertainties within capacity calculation;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 15. „ora pieței” înseamnă ora Europei Centrale în vigoare, adică ora de vară a Europei Centrale sau ora Europei Centrale; |  | Prevederi UE netranspuse | 15. ‘market time’ means central European summer time or central European time, whichever is in effect;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 16. „venituri din congestii” înseamnă veniturile primite ca urmare a alocării capacităților; |  | Prevederi UE netranspuse | 16. ‘congestion income’ means the revenues received as a result of capacity allocation;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 17. „congestie de piață” înseamnă o 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 17. ‘market congestion’ means a situation in which the economic surplus for single day-ahead or intraday coupling has been limited by cross-zonal capacity or allocation constraints;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 18. „congestie fizică” înseamnă 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 18. ‘physical congestion’ means any network situation where forecasted or realised power flows violate the thermal limits of the elements of the grid and voltage stability or the angle stability limits of the power system;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 19. „congestie structurală” înseamnă o 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 19. ‘structural congestion’ means congestion in the transmission system that can be unambiguously defined, is predictable, is geographically stable over time and is frequently reoccurring under normal power system conditions;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 20. „corelare” înseamnă faza 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 20. ‘matching’ means the trading mode through which sell orders are assigned to appropriate buy orders to ensure the maximisation of economic surplus for single day-ahead or intraday coupling;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 21. „ofertă” înseamnă intenția de a cumpăra sau de a vinde energie sau capacitate, exprimată de un participant la piață, sub rezerva condițiilor de executare specificate. |  | Prevederi UE netranspuse | 21. ‘order’ means an intention to purchase or sell energy or capacity expressed by a market participant subject to specified execution conditions;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 22. „oferte corelate” înseamnă toate ofertele de cumpărare și de vânzare corelate prin algoritmul de cuplare prin preț sau algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă; |  | Prevederi UE netranspuse | 22. ‘matched orders’ means all buy and sell orders matched by the price coupling algorithm or the continuous trade matching algorithm;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 23. „operatorul pieței de energie electrică desemnat (OPEED)” înseamnă o entitate desemnată de autoritatea competentă pentru a îndeplini sarcini referitoare la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice; | **Articolul 2. Noțiuni principale**  În sensul prezentei legi, următoarele noțiuni principale semnifică:  89) operator al pieței energiei electrice desemnat - operator al pieței energiei electrice licențiat de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică și desemnat în conformitate cu prezenta lege să îndeplinească sarcini legate de cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei; | Compatibil | 23. ‘nominated electricity market operator (NEMO)’ means an entity designated by the competent authority to perform tasks related to single day-ahead or single intraday coupling; |
| 24. „registru comun al ofertelor” înseamnă un modul în cadrul sistemului de cuplare continuă a piețelor intrazilnice care colectează toate ofertele corelabile de la OPEED-urile care participă la cuplarea unică a piețelor intrazilnice și care efectuează corelarea continuă a acestor oferte; |  | Prevederi UE netranspuse | 24. ‘shared order book’ means a module in the continuous intraday coupling system collecting all matchable orders from the NEMOs participating in single intraday coupling and performing continuous matching of those orders;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 25. „tranzacție” înseamnă una sau mai multe oferte corelate; |  | Prevederi UE netranspuse | 25. ‘trade’ means one or more matched orders;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 26. „cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare” înseamnă un 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 26. ‘single day-ahead coupling’ means the auctioning process **defined by Article 2 No 26 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties**;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 27. „cuplare unică a piețelor intrazilnice” înseamnă un 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 27. ‘single intraday coupling’ means the continuous process **defined by Article 2 No 27 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties**;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 28. „algoritm de cuplare prin preț” înseamnă algoritmul utilizat în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare pentru corelarea ofertelor și alocarea capacităților interzonale, în mod simultan; |  | Prevederi UE netranspuse | 28. ‘price coupling algorithm’ means the algorithm **defined by Article 2 No 28 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties**;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 29. „algoritm de tranzacționare prin corelare continuă” înseamnă algoritmul utilizat în cuplarea unică a piețelor intrazilnice pentru corelarea ofertelor și alocarea capacităților interzonale în mod continuu; |  | Prevederi UE netranspuse | 29. ‘continuous trading matching algorithm’ means the algorithm **defined by Article 2 No 29 of Regulation (EU) 2015/1222, and extended to bidding zones from Contracting Parties**;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 30. „funcția de operator de cuplare a piețelor (OCP)” înseamnă sarcina de corelare a ofertelor de pe piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice pentru diferite zone de ofertare și de alocare simultană a capacităților interzonale; |  | Prevederi UE netranspuse | 30. ‘market coupling operator (MCO) function’ means the task of matching orders from the day-ahead and intraday markets for different bidding zones and simultaneously allocating cross-zonal capacities;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 31. „preț de închidere” înseamnă prețul determinat prin corelarea ofertei de vânzare cu cel mai mare preț acceptate cu oferta de cumpărare cu cel mai mic preț acceptată pe piața energiei electrice; |  | Prevederi UE netranspuse | 31. ‘clearing price’ means the price determined by matching the highest accepted selling order and the lowest accepted buying order in the electricity market;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 32. „schimb planificat” înseamnă un transfer de energie electrică planificat între zone geografice, pentru fiecare unitate de timp a pieței și pentru o anumită direcție; |  | Prevederi UE netranspuse | 32. ‘scheduled exchange’ means an electricity transfer scheduled between geographic areas, for each market time unit and for a given direction;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 33. „calculatorul schimburilor planificate” înseamnă entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina calculării schimburilor planificate; |  | Prevederi UE netranspuse | 33. ‘scheduled exchange calculator’ means the entity or entities with the task of calculating scheduled exchanges;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 34. „interval de timp al pieței pentru ziua următoare” înseamnă intervalul de timp al pieței de energie electrică 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 34. ‘day-ahead market time-frame’ means the time-frame of the electricity market until the day-ahead market gate closure time, where, for each market time unit, products are traded the day prior to delivery;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 35. „termen pentru fermitatea din ziua următoare” înseamnă ora după care capacitatea interzonală devine fermă; |  | Prevederi UE netranspuse | 35. ‘day-ahead firmness deadline’ means the point in time after which cross-zonal capacity becomes firm;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 36. „ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare” înseamnă ora până la care sunt acceptate oferte pe piața pentru ziua următoare; |  | Prevederi UE netranspuse | 36. ‘day-ahead market gate closure time’ means the point in time until which orders are accepted in the day-ahead market;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 37. „intervalul de timp al pieței intrazilnice” înseamnă intervalul de timp al pieței de energie electrică dintre ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale în care, pentru fiecare unitate de timp a pieței, produsele sunt tranzacționate înainte de livrarea produselor tranzacționate; |  | Prevederi UE netranspuse | 37. ‘intraday market time-frame’ means the time-frame of the electricity market after intraday cross-zonal gate opening time and before intraday cross-zonal gate closure time, where for each market time unit, products are traded prior to the delivery of the traded products;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 38. „ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale” înseamnă 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 38. ‘intraday cross-zonal gate opening time’ means the point in time when cross-zonal capacity between bidding zones is released for a given market time unit and a given bidding zone border;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 39. „ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale” înseamnă ora la care alocarea capacităților interzonale nu mai este permisă pentru o anumită unitate de timp a pieței; |  | Prevederi UE netranspuse | 39. ‘intraday cross-zonal gate closure time’ means the point in time where cross-zonal capacity allocation is no longer permitted for a given market time unit;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 40. „modul de gestionare a capacităților” înseamnă un sistem care conține informații actualizate privind capacitatea interzonală disponibilă, în scopul alocării capacităților interzonale intrazilnice; |  | Prevederi UE netranspuse | 40. ‘capacity management module’ means a system containing up-to-date information on available cross-zonal capacity for the purpose of allocating intra-day cross-zonal capacity;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 41. „produs intrazilnic non-standard” înseamnă un 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 producție; |  | Prevederi UE netranspuse | 41. ‘non-standard intraday product’ means a product for continuous intraday coupling not for constant energy delivery or for a period exceeding one market time unit with specific characteristics designed to reflect system operation practices or market needs, for example orders covering multiple market time units or products reflecting production unit start-up costs;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 42. „contraparte centrală” înseamnă entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a încheia contracte cu participanții la piață, prin novația contractelor care rezultă din procesul de corelare, și de a organiza transferul pozițiilor nete rezultate din alocarea capacităților cu alte contrapărți centrale sau agenți de transfer; |  | Prevederi UE netranspuse | 42. ‘central counter party’ means the entity or entities with the task of entering into contracts with market participants, by novation of the contracts resulting from the matching process, and of organizing the transfer of net positions resulting from capacity allocation with other central counter parties or shipping agents;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 43. „agent de transfer” înseamnă entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a transfera poziții nete între diferite contrapărți centrale; |  | Prevederi UE netranspuse | 43. ‘shipping agent’ means the entity or entities with the task of transferring net positions between different central counter parties;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 44. „fermitate” înseamnă o 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; |  | Prevederi UE netranspuse | 44. ‘firmness’ means a guarantee that cross-zonal capacity rights will remain unchanged and that a compensation is paid if they are nevertheless changed;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 45. „forță majoră” înseamnă orice eveniment sau situație imprevizibilă sau neobișnuită aflată în afara controlului rezonabil al unui OTS, care nu este din vina OTS, 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 OTS, care a avut loc în mod efectiv și poate fi verificată în mod obiectiv și care face imposibilă îndeplinirea, temporar sau permanent, de către OTS a obligațiilor care îi revin în conformitate cu prezentul regulament; |  | Prevederi UE netranspuse | 45. ‘ *force majeure*’ means any unforeseeable or unusual event or situation beyond the reasonable control  of a TSO, and not due to a fault of the TSO, which cannot be avoided or overcome with reasonable foresight and diligence, which cannot be solved by measures which are from a technical, financial or economic point of view reasonably possible for the TSO, which has actually happened and is objectively verifiable, and which makes it impossible for the TSO to fulfil, temporarily or permanently, its obligations in accordance with this Regulation;  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| 46. „surplusul economic al cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice” înseamnă suma dintre (i) surplusul producătorului ca urmare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice pentru perioada de timp relevantă, (ii) surplusul consumatorului ca urmare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice, (iii) veniturile din congestii și (iv) 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. |  | Prevederi UE netranspuse | 46. ‘economic surplus for the single day-ahead or intraday coupling’ means the sum of (i) the supplier surplus for the single day-ahead or intraday coupling for the relevant time period, (ii) the consumer surplus for the single day-ahead or intraday coupling, (iii) the congestion income and (iv) other related costs and benefits where these increase economic efficiency for the relevant time period, supplier and consumer surplus being the difference between the accepted orders and the clearing price per energy unit multiplied by the volume of energy of the orders.  Notă: definiția respectivă urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
|  |  |  | **47. ‘Member State’ means a territory of the European Union referred to in Article 27 of the Treaty.** |
| ***Articolul 3***  **Obiectivele cooperării în domeniul alocării capacităților și al gestionării congestiilor**  Obiectivele prezentului regulament sunt:  (a) promovarea concurenței efective în generarea, comercializarea și furnizarea energiei electrice;  (b) asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport;  (c) asigurarea siguranței în funcționare;  (d) optimizarea calculului și alocării capacităților interzonale;  (e) asigurarea unui tratament echitabil și nediscriminatoriu pentru OTS-uri, OPEED-uri, agenție, autoritățile de reglementare și participanții la piață;  (f) asigurarea și îmbunătățirea transparenței și fiabilității informațiilor;  (g) contribuția la funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemelor de transport al energiei electrice și a sectorului energiei electrice din Uniune;  (h) respectarea necesității unei piețe echitabile și ordonate și a unei formări a prețurilor echitabile și ordonate;  (i) crearea unor condiții de concurență echitabile pentru OPEED-uri;  (j) un acces nediscriminatoriu la capacitatea interzonală. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 3***  **Objectives of capacity allocation and congestion management cooperation**  This Regulation aims at:  (a) promoting effective competition in the generation, trading and supply of electricity;  (b) ensuring optimal use of the transmission infrastructure;  (c) ensuring operational security;  (d) optimising the calculation and allocation of cross-zonal capacity;  (e) ensuring fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOs, the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators, the Energy Community Regulatory Board,** regulatory authorities and market participants;  (f) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information;  (g) contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission systemand electricity sector in the **Energy Community**;  (h) respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;  (i) creating a level playing field for NEMOs;  (j) providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity.  Notă: Prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 4***  **Desemnarea OPEED-urilor și revocarea desemnării**  (1) Fiecare stat membru cu rețeaua electrică conectată la o zonă de ofertare din alt stat membru trebuie să asigure, cel târziu la patru luni după intrarea în vigoare a prezentului regulament, desemnarea unuia sau mai multor OPEED-uri care să efectueze cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor intrazilnice. În acest scop, operatorii interni și externi ai pieței pot fi invitați să-și depună candidatura pentru a fi desemnați ca OPEED.  (2) Fiecare stat membru în cauză se asigură că cel puțin un OPEED este desemnat pentru fiecare zonă de ofertare de pe teritoriul său. OPEED-urile sunt desemnate pentru o perioadă inițială de patru ani. Cu excepția cazurilor în care se aplică articolul 5 alineatul (1), statele membre admit cereri de desemnare cel puțin anual.  (3) Cu excepția cazului în care există dispoziții contrare prevăzute de statele membre, autoritatea de desemnare este autoritatea de reglementare, care este responsabilă de desemnarea OPEED, monitorizarea conformității cu criteriile de desemnare și, în cazul monopolurilor legale naționale, de aprobarea taxelor OPEED sau a metodologiei de calcul a taxelor OPEED. Statele membre pot prevedea ca autoritatea de desemnare să fie o altă autoritate decât autoritatea de reglementare. În aceste circumstanțe, statele membre se asigură că autoritatea de desemnare are aceleași drepturi și obligații ca și autoritatea de reglementare pentru a-și îndeplini sarcinile în mod eficient. | **Articolul 9. Funcțiile generale ale Agenției**  ((3) Agenția aprobă reglementări, metodologii, coduri ale rețelelor electrice, linii directoare, precum și alte acte normative de reglementare privind: racordare și accesul la rețelele electrice, inclusiv, dar fără a se limita la infrastructura transfrontalieră; alocarea capacității și gestionarea congestiilor; prestarea serviciilor de echilibrare și a serviciilor de sistem; dezvoltarea rețelelor electrice și realizarea investițiilor, alte activități ce țin de transportul și distribuția energiei electrice; furnizarea energiei electrice, inclusiv în contextul obligațiilor de serviciu public, organizarea și funcționarea piețelor de energie electrică; operarea piețelor de energie electrică, precum și alte acte normative de reglementare care decurg din cadrul normativ al Comunității Energetice și monitorizează implementarea acestora.  **Articolul 10. Funcțiile specifice ale Agenției în legătură cu separarea operatorului de sistem, schimburile transfrontaliere și piețele de energie electrică, precum și abilitarea și protecția consumatorilor**  (1) În ceea ce privește separarea operatorului de sistem, Agenția îndeplinește următoarele funcții:  s) desemnează operatorul piețelor de energie electrică (în continuare - OPEED) și monitorizează activitatea OPEED în legătură cu cuplarea piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei;  t) asigură schimbul de date necesare pentru monitorizarea eficientă a OPEED-urilor cu autoritățile competente din Statele Membre ale Uniunii Europene și/sau din alte Părți Contractante ale Comunității Energetice.  **Articolul 93. Operatorul piețelor de energie electrică**  (6) Operatorul piețelor de energie electrică este în drept să recupereze costurile rezonabile, proporționale și suportate în mod eficient pentru îndeplinirea funcțiilor sale, inclusiv pentru îndeplinirea funcțiilor de cuplare a pieței în calitate de OPEED. Pentru serviciile prestate, operatorul piețelor de energie electrică percepe de la participanții la piață plăți conform tarifelor pentru operarea pieței energiei electrice, aprobate de Agenție în conformitate cu metodologia aprobată de Agenție.  **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (1) Pentru a asigura organizarea cuplării piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei, Agenția desemnează un OPEED în conformitate cu principiile și procedura stabilite în prezentul articol.  (2) Pentru a fi desemnat ca OPEED, un operator al pieței energiei electrică va depune la Agenție o cerere însoțită de documentația necesară în contextul apelului de propuneri organizat de Agenție. Agenția examinează dacă solicitantul îndeplinește criteriile stabilite la alin. (3) și emite o hotărâre privind desemnarea OPEED sau respinge cererea în termen de două luni de la data depunerii cererii. OPEED va fi desemnat pentru o perioadă inițială de 4 ani, cu posibilitate de prelungire dacă îndeplinește criteriile. Atunci când se decide desemnarea OPEED, trebuie evitată orice discriminare între solicitanți, în special între solicitanții din afara țării și cei naționali. | Compatibil | ***Article 4***  **NEMOs designation and revocation of the designation**  1. Each **Contracting Party** electrically connected to a bidding zone in another **Contracting Party or** Member State shall ensure that one or more NEMOs are designated by **six** months after the entry into force of this Regulation to perform the single day-ahead and/or intraday coupling. For that purpose, domestic and non-domestic market operators may be invited to apply to be designated as a NEMO.  2. Each **Contracting Party** concerned shall ensure that at least one NEMO is designated in each bidding zone on its territory. NEMOs shall be designated for an initial term of four years. Except where Article 5(1) applies, **Contracting Parties** shall allow applications for designation at least annually.  3. Unless otherwise provided by **Contracting Parties**, regulatory authorities shall be the designating authority, responsible for NEMO designation, monitoring of compliance with the designation criteria and, in the case of national legal monopolies, the approval of NEMO fees or the methodology to calculate NEMO fees. **Contracting Parties** may provide that authorities other than the regulatory authorities be the designating authority. In these circumstances **Contracting Parties** shall ensure that the designating authority has the same rights and obligations as the regulatory authorities in order to effectively carry out its tasks. |
| (4) Autoritatea de desemnare evaluează îndeplinirea de către candidații OPEED a criteriilor stabilite la articolul 6. Aceste criterii se aplică indiferent dacă sunt desemnate unul sau mai multe OPEED-uri. Deciziile privind desemnarea OPEED trebuie să evite orice discriminare între solicitanți, în special între solicitanții interni și externi. Dacă autoritatea de desemnare nu este autoritatea de reglementare, autoritatea de reglementare emite un aviz privind măsura în care solicitantul desemnării îndeplinește criteriile de desemnare prevăzute la articolul 6. Desemnarea OPEED se refuză numai în cazul în care nu sunt îndeplinite criteriile de desemnare de la articolul 6 sau în conformitate cu articolul 5 alineatul (1). | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (2) Pentru a fi desemnat ca OPEED, un operator al pieței energiei electrică va depune la Agenție o cerere însoțită de documentația necesară în contextul apelului de propuneri organizat de Agenție. Agenția examinează dacă solicitantul îndeplinește criteriile stabilite la alin. (3) și emite o hotărâre privind desemnarea OPEED sau respinge cererea în termen de două luni de la data depunerii cererii. OPEED va fi desemnat pentru o perioadă inițială de 4 ani, cu posibilitate de prelungire dacă îndeplinește criteriile. Atunci când se decide desemnarea OPEED, trebuie evitată orice discriminare între solicitanți, în special între solicitanții din afara țării și cei naționali.  (3) Un solicitant va fi desemnat OPEED dacă îndeplinește toate cerințele următoare:  a) a contractat sau contractează resurse adecvate pentru operarea comună, coordonată și conformă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei, inclusiv resursele necesare îndeplinirii funcțiilor OPEED, resursele financiare, tehnologia informațională necesară, infrastructura tehnică și procedurile operaționale, sau dacă face dovada că este în măsură să pună la dispoziție aceste resurse într-o perioadă de pregătire rezonabilă înainte de a-și prelua sarcinile;  b) este în măsură să asigure că participanții la piață au acces liber la informații cu privire la sarcinile OPEED;  c) este eficient din punct de vedere al costurilor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei și, în cadrul sistemului său intern de contabilitate, se ține o cantabilitate separată pentru funcțiile operatorului de cuplare a piețelor și alte activități, pentru a preveni subvențiile încrucișate;  d) are un nivel adecvat de separare a activității față de alți participanți la piață;  e) dacă este desemnat ca monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, nu va face uz de taxele prevăzute, pentru a-și finanța activitățile pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o altă Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, decât cel în care aceste taxe se percep;  f) este în măsură să trateze toți participanții la piață într-un mod nediscriminatoriu;  g) dispune de mecanisme adecvate de supraveghere a pieței energiei electrice;  h) a încheiat acorduri adecvate privind transparența și confidențialitatea cu participanții la piață și cu operatorul sistemului de transport;  i) este în măsură să furnizeze serviciile de compensare și decontare necesare;  j) este în măsură să instituie sistemele și metodele de comunicații necesare pentru coordonare cu operatorii sistemelor de transport din alte Părți Contractante ale Comunității Energetice și sau din Statele Membre ale Uniunii Europene. | Compatibil | 4. The designating authority shall assess whether NEMO candidates meet the criteria set out in Article 6. Those criteria shall apply regardless of whether one or more NEMOs are appointed. When deciding upon NEMO designations, any discrimination between applicants, notably between non-domestic and domestic applicants, shall be avoided. If the designating authority is not the regulatory authority, the regulatory authority shall give an opinion on the extent to which the applicant for designation meets the designation criteria laid down in Article 6. NEMO designations shall only be refused where the designation criteria in Article 6 are not met or in accordance with Article 5(1). |
| (5) Un OPEED desemnat într-un stat membru are dreptul să ofere servicii de tranzacționare pentru ziua următoare și intrazilnice cu livrare într-un alt stat membru. Normele comerciale în acest din urmă stat membru se aplică fără necesitatea desemnării ca OPEED în statul membru respectiv. Autoritățile de desemnare monitorizează toate OPEED-urile care efectuează cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor intrazilnice în statul lor membru. În conformitate cu articolul 19 din Regulamentul 714/2009, autoritățile de desemnare asigură conformitatea cu prezentul regulament a tuturor OPEED-urilor care efectuează cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor intrazilnice în statul lor membru, indiferent de locul în care OPEED-urile au fost desemnate. Autoritățile responsabile cu desemnarea, monitorizarea și conformitatea OPEED schimbă toate informațiile necesare pentru o supraveghere eficace a activităților OPEED.  Un OPEED desemnat trebuie să notifice autoritatea de desemnare a unui alt stat membru dacă are intenția să efectueze cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice în statul membru respectiv cu două luni înainte de începerea activității.  (6) Prin derogare de la alineatul (5) din prezentul articol, un stat membru poate refuza serviciile de tranzacționare ale unui OPEED desemnat în alt stat membru în cazul în care:  (a) există un monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică în statul membru sau în zona de ofertare a statului membru în care are loc livrarea în conformitate cu articolul 5 alineatul (1); sau  (b) statul membru în care are loc livrarea poate stabili faptul că există obstacole tehnice în ceea ce privește livrarea în statul membru respectiv a energiei electrice achiziționate de pe piața pentru ziua următoare și piața intrazilnică utilizând OPEED-urile desemnate în alt stat membru, legate de necesitatea de a asigura realizarea obiectivelor prezentului regulament și de menținerea, în același timp, a siguranței în funcționare; sau  (c) normele comerciale din statul membru în care are loc livrarea nu sunt compatibile cu livrarea în statul membru respectiv a energiei electrice achiziționate în baza serviciilor de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică furnizate de un OPEED desemnat în alt stat membru; sau  (d) OPEED este un monopol legal național în conformitate cu articolul 5 în statul membru în care este desemnat.  (7) În cazul unei decizii de refuzare a serviciilor de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și/sau pe piața intrazilnică cu livrare în alt stat membru, statul membru de livrare trebuie să notifice decizia sa OPEED și autorității de desemnare a statului membru în care OPEED este desemnat, precum și agenției și Comisiei. Refuzul trebuie justificat în mod corespunzător. În cazurile prevăzute la alineatul (6) literele (b) și (c), decizia de refuzare a serviciilor de tranzacționare cu livrare în alt stat membru stabilește, de asemenea, modalitatea și termenul până când obstacolele tehnice din calea comerțului pot fi înlăturate sau normele naționale pot deveni compatibile cu serviciile de tranzacționare cu livrare în alt stat membru. Autoritatea de desemnare din statul membru care refuză serviciile de tranzacționare face investigații privind decizia și publică un aviz cu privire la modul în care obstacolele tehnice din calea serviciilor de tranzacționare pot fi înlăturate sau modul în care serviciile de tranzacționare și normele comerciale vor deveni compatibile. | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (6) Agenția monitorizează respectarea de către OPEED a cerințelor de desemnare stabilite la alin. (3) și poate revoca statutul OPEED de la respectivul operator al pieței energiei electrice în conformitate cu alin. (7). În acest scop, Agenția cooperează și face schimb continuu de informații cu autoritățile responsabile ale altor Părți Contractante ale Comunității Energetice și/sau ale Statelor Membre ale Uniunii Europene. | Parțial compatibil | 5. A NEMO designated in one **Contracting Party or** Member State shall have the right to offer day-ahead and intraday trading services with delivery in another **Contracting Party or** Member State. The trading rules in the latter **Contracting Party or** Member State shall apply without the need for designation as a NEMO in that **Contracting Party or** Member State. The designating authorities shall monitor all NEMOs performing single day-ahead and/or intra-day coupling within their **Contracting Party or** Member State. In accordance with Article 19 of Regulation (EC) No 714/2009t, the designating authorities shall ensure compliance with this Regulation by all NEMOs performing single day-ahead and/or intra-day coupling within their **Contracting Party**, regardless of where the NEMOs were designated. The authorities in charge of NEMO designation, monitoring and enforcement shall exchange all information necessary for an efficient supervision of NEMO activities.  A designated NEMO must notify the designating authority of another **Contracting Party or** Member State if it proposes to perform single day-ahead or intraday coupling in that **Contracting Party or** Member State two months before commencing operation.  6. By way of exception to paragraph 5 of this Article, a **Contracting Party or** Member State may refuse the trading services by a NEMO designated in another **Contracting Party or** Member State if:  (a) a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services exists in the **Contracting Party or** Member State or bidding zone of the **Contracting Party or** Member State where delivery takes place in accordance with Article 5(1); or  (b) the **Contracting Party or** Member State where delivery takes place can establish that there are technical obstacles to delivery into that **Contracting Party or** Member State of electricity purchased on day-ahead and intraday markets using NEMOs designated in another **Contracting Party or** Member State linked to the need to ensure the objectives of this Regulation are met while maintaining operational security; or  (c) the trading rules in the **Contracting Party or** Member State of delivery are not compatible with the delivery into that **Contracting Party or** Member State of electricity purchased on the basis of day-ahead and intraday trading services provided by a NEMO designated in another **Contracting Party or** Member State; or  (d) the NEMO is a national legal monopoly in accordance with Article 5 in the **Contracting Party or** Member State where it is designated.  7. In case of a decision to refuse day-ahead and/or intraday trading services with delivery in another **Contracting Party or** Member State, the **Contracting Party** of delivery shall notify its decision to the NEMO and to the designating authority of the **Contracting Party or** Member State where the NEMO is designated, as well as to the **Energy Community Secretariat and the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the European Commission and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.** The refusal shall be duly justified. In the cases set  out in subparagraphs 6(b) and 6(c), the decision to refuse trading services with delivery in another **Contracting Party or** Member State shall also set out how and by when the technical obstacles to trading can be overcome or the domestic trading rules can be made compatible with trading services with delivery in another **Contracting Party or** Member State. The designating authority of the **Contracting Party** refusing the trading services shall investigate the decision and publish an opinion on how to remove the obstacles to the trading services or how to make the trading services and the trading rules compatible.  Notă: în Republica Moldova există monopol legal privind serviciile de tranzacționare (a se vedea articolul art. 94, alin. (4) din proiectul Legii, corelată cu art. 5, alin. (2) din Regulamentul UE 2015/1222).  Republica Moldova a notificat Secretariatul Comunității Energetice cu privire la monopolul legal privind serviciile de tranzacționare la data de 23 mai 2023. A se vedea în acest sens informațiile publicate de Secretariatul Comunității Energetice privind statutul desemnării NEMO in Comunitatea Energetică la adresa:  <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL/EL2.html> |
| (8) Statul membru în care este desemnat OPEED asigură revocarea desemnării dacă OPEED nu își menține conformitatea cu criteriile de la articolul 6 și nu este în măsură să restabilească conformitatea în termen de șase luni de la primirea notificării autorității de desemnare cu privire la nerespectările în cauză. În cazul în care autoritatea de reglementare nu este responsabilă cu desemnarea și monitorizarea, aceasta este consultată cu privire la revocare. Autoritatea de desemnare notifică, de asemenea, autoritățile de desemnare din celelalte state membre în care OPEED în cauză este activ cu privire la faptul că acesta nu își menține conformitatea, în același timp cu notificarea OPEED. | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (7) În cazul în care OPEED nu menține conformitatea cu cerințele stabilite la alin. (3) și nu poate restabili conformitatea în termen de șase luni de la primirea din partea Agenției a unei notificări cu privire la nerespectarea conformității, Agenția revocă statutul de OPEED. Agenția notifică, de asemenea, autoritățile de desemnare din celelalte Părți Contractante ale Comunității Energetice și/sau dintr-un Stat Membru al Uniunii Europene în care activează acel OPEED cu privire la nerespectarea conformității, precum și notifică OPEED.  (8) Hotărârea Agenției cu privire la desemnarea OPEED, revocarea statutului OPEED sau cu privire la operarea altor modificări de în hotărârea privind desemnarea OPEED urmează a fi justificată în mod corespunzător și se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova. Agenția notifică hotărârile respective Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice. | Compatibil | 8. The **Contracting Party** where the NEMO has been designated shall ensure that designation is revoked if the NEMO fails to maintain compliance with the criteria in Article 6 and is not able to restore compliance within six months of being notified of such failure by the designating authority **from a Member State or Contratcing Party**. If the regulatory authority is not responsible for designation and monitoring, they shall be consulted on the revocation. The designating authority shall also notify the designating authority of the other **Contracting Party or** Member States in which that NEMO is active of its failure to maintain compliance at the same time it notifies the NEMO. |
| (9) În cazul în care o autoritate de desemnare a unui stat membru constată că un OPEED activ, care însă nu este desemnat în țara sa, nu își menține conformitatea cu criteriile de la articolul 6 cu privire la activitățile sale în această țară, ea trebuie să notifice OPEED cu privire la neconformitatea sa. Dacă OPEED nu își restabilește conformitatea în termen de trei luni de la primirea notificării, autoritatea de desemnare poate suspenda dreptul de a oferi servicii de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică în acest stat membru până la restabilirea conformității de către OPEED. Autoritatea de desemnare notifică autoritatea de desemnare a statului membru în care OPEED este desemnat, agenția și Comisia. |  | Prevederi UE netranspuse | 9. If a designating authority of a **Contracting Party** finds that a NEMO active but not designated in its country fails to maintain compliance with the criteria in Article 6 with respect to its activities in this country, it must notify the NEMO of its non-compliance. If the NEMO does not restore compliance within three months of being notified, the designating authority can suspend the right to offer intraday and dayahead  trading services in this **Contracting Party** until such time as the NEMO restores compliance. The designating authority shall notify the designating authority of the **Contracting Party or** Member State in which the NEMO is designated**, as well as the Energy Community Secretariat and the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the European Commission and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.**  Notă: în Republica Moldova este instituit monopol legal privind serviciile de tranzacționare (a se vedea articolul art. 94, alin. (4) din proiectul Legii, corelată cu art. 5, alin. (2) din Regulamentul UE 2015/1222). Concomitent, în contextul în care poate fi desemnat în calitate de OPEED doar operatorul pieței energiei electrice care dispune de licența respectivă, recunoașterea automată a unui OPEED desemnat într-un alt stat, care nu dispune de prezență în Republica Moldova și, respectiv, nu deține licența pentru operarea pieței energiei electrice nu poate fi implementată. Prevederea în cauză urmează a fi implementată după eliminarea monopolului legal privind serviciile de tranzacționare. |
| (10) Autoritatea de desemnare informează agenția cu privire la desemnarea și revocarea OPEED. Agenția păstrează pe site-ul său internet o listă a OPEED-urilor desemnate, statutul lor și locurile în care aceștia operează. | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (8) Hotărârea Agenției cu privire la desemnarea OPEED, revocarea statutului OPEED sau cu privire la operarea altor modificări de în hotărârea privind desemnarea OPEED urmează a fi justificată în mod corespunzător și se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova. Agenția notifică hotărârile respective Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice. | Compatibil | 10. The designating authority shall inform the **Energy Community Regulatory Board** of the designation  and revocation of NEMOs. The **Energy Community Regulatory Board** shall maintain a list of designated NEMOs in the **Contracting Parties,** their status and where they operate on its website. |
| ***Articolul 5***  **Desemnarea OPEED-urilor în cazul unui monopol legal național privind serviciile de tranzacționare**  (1) În cazul în care, la data intrării în vigoare a prezentului regulament, într-un stat membru sau într-o zonă de ofertare a unui stat membru există deja un monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică care exclude desemnarea a mai mult de un OPEED, statul membru în cauză trebuie să notifice Comisia în termen de două luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament și poate refuza desemnarea a mai mult de un OPEED per zonă de ofertare.  În cazul în care există mai mulți candidați pentru desemnarea ca OPEED unic, statul membru în cauză desemnează candidatul care îndeplinește cel mai bine criteriile enumerate la articolul 6. În cazul în care un stat membru refuză desemnarea mai multor OPEED-uri per zonă de ofertare, autoritatea națională competentă stabilește sau aprobă tarifele OPEED pentru tranzacționarea pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică, cu suficient timp înainte de intrarea lor în vigoare, sau precizează metodologiile care trebuie folosite pentru calcularea lor.  De asemenea, în conformitate cu articolul 4 alineatul (6), statul membru în cauză poate refuza serviciile de tranzacționare transfrontaliere oferite de un OPEED desemnat în alt stat membru; cu toate acestea, protecția burselor de energie existente în statul membru în cauză împotriva dezavantajelor economice care rezultă din competiție nu poate fi considerată un motiv de refuz valabil. | **Articolul 93. Operatorul piețelor de energie electrică**  (6) Operatorul piețelor de energie electrică este în drept să recupereze costurile rezonabile, proporționale și suportate în mod eficient pentru îndeplinirea funcțiilor sale, inclusiv pentru îndeplinirea funcțiilor de cuplare a pieței în calitate de OPEED. Pentru serviciile prestate, operatorul piețelor de energie electrică percepe de la participanții la piață plăți conform tarifelor pentru operarea pieței energiei electrice, aprobate de Agenție în conformitate cu metodologia aprobată de Agenție.  **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (1) Pentru a asigura organizarea cuplării piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei, Agenția desemnează un OPEED în conformitate cu principiile și procedura stabilite în prezentul articol.  (2) Pentru a fi desemnat ca OPEED, un operator al pieței energiei electrică va depune la Agenție o cerere însoțită de documentația necesară în contextul apelului de propuneri organizat de Agenție. Agenția examinează dacă solicitantul îndeplinește criteriile stabilite la alin. (3) și emite o hotărâre privind desemnarea OPEED sau respinge cererea în termen de două luni de la data depunerii cererii. OPEED va fi desemnat pentru o perioadă inițială de 4 ani, cu posibilitate de prelungire dacă îndeplinește criteriile. Atunci când se decide desemnarea OPEED, trebuie evitată orice discriminare între solicitanți, în special între solicitanții din afara țării și cei naționali.  (3) Un solicitant va fi desemnat OPEED dacă îndeplinește toate cerințele următoare:  a) a contractat sau contractează resurse adecvate pentru operarea comună, coordonată și conformă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei, inclusiv resursele necesare îndeplinirii funcțiilor OPEED, resursele financiare, tehnologia informațională necesară, infrastructura tehnică și procedurile operaționale, sau dacă face dovada că este în măsură să pună la dispoziție aceste resurse într-o perioadă de pregătire rezonabilă înainte de a-și prelua sarcinile;  b) este în măsură să asigure că participanții la piață au acces liber la informații cu privire la sarcinile OPEED;  c) este eficient din punct de vedere al costurilor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei și, în cadrul sistemului său intern de contabilitate, se ține o cantabilitate separată pentru funcțiile operatorului de cuplare a piețelor și alte activități, pentru a preveni subvențiile încrucișate;  d) are un nivel adecvat de separare a activității față de alți participanți la piață;  e) dacă este desemnat ca monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, nu va face uz de taxele prevăzute, pentru a-și finanța activitățile pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o altă Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, decât cel în care aceste taxe se percep;  f) este în măsură să trateze toți participanții la piață într-un mod nediscriminatoriu;  g) dispune de mecanisme adecvate de supraveghere a pieței energiei electrice;  h) a încheiat acorduri adecvate privind transparența și confidențialitatea cu participanții la piață și cu operatorul sistemului de transport;  i) este în măsură să furnizeze serviciile de compensare și decontare necesare;  j) este în măsură să instituie sistemele și metodele de comunicații necesare pentru coordonare cu operatorii sistemelor de transport din alte Părți Contractante ale Comunității Energetice și sau din Statele Membre ale Uniunii Europene.  (4) Doar un singur operator al pieței energiei electrice poate fi desemnat ca OPEED. În cazul în care există mai multe cereri Agenția selectează, cu respectarea principiilor transparenței și nediscriminării, solicitantul care îndeplinește cel mai bine cerințele enumerate la alin. (3).  (5) Costurile aferente funcției de cuplare a piețelor pentru ziua următoare și/sau pe parcursul zilei se recuperează prin tarifele pentru operarea pieței energiei electrice aprobate de Agenție în conformitate cu Articolul 93 alin. (6). | Compatibil | ***Article 5***  **NEMOs designation in case of a national legal monopoly for trading services**  1. If a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services which excludes the designation of more than one NEMO already exists in a **Contracting Party** or **Contracting Party’s** bidding zone at the time of the entry into force of this Regulation, the **Contracting Party** concerned must notify the **Energy Community Secretariat** within two months after entry into force of this regulation and may refuse the designation of more than one NEMO per bidding zone.  If there are several applicants to be designated as the only NEMO, the **Contracting Party** concerned shall designate the applicant which best meets the criteria listed in Article 6. If a **Contracting Party** refuses the designation of more than one NEMO per bidding zone, the competent national authority shall fix or approve the NEMO fees for trading in the day-ahead and intraday markets, sufficiently in advance of their entry into force, or specify the methodologies used to calculate them.  In accordance with Article 4(6), the **Contracting Party** concerned may also refuse cross-border trading services offered by a NEMO designated in another **Contracting Party or** Member State; however, the protection of existing power exchanges in that **Contracting Party or** Member State from economic disadvantages through competition is not a valid reason for refusal.  Notă: în Republica Moldova există monopol legal privind serviciile de tranzacționare (a se vedea articolul art. 94, alin. (4) din proiectul Legii, corelată cu art. 5, alin. (2) din Regulamentul UE 2015/1222).  Republica Moldova a notificat Secretariatul Comunității Energetice cu privire la monopolul legal privind serviciile de tranzacționare la data de 23 mai 2023. A se vedea în acest sens informațiile publicate de Secretariatul Comunității Energetice privind statutul desemnării NEMO in Comunitatea Energetică la adresa:  <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL/EL2.html> |
| (2) În sensul prezentului regulament, se consideră că există un monopol legal național în cazul în care legislația națională prevede în mod expres că, în cadrul statului membru sau a zonei de ofertare a statului membru, serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică pot fi efectuate de o singură entitate. | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (4) Doar un singur operator al pieței energiei electrice poate fi desemnat ca OPEED. În cazul în care există mai multe cereri Agenția selectează, cu respectarea principiilor transparenței și nediscriminării, solicitantul care îndeplinește cel mai bine cerințele enumerate la alin. (3). | Compatibil | 2. For the purposes of this regulation, a national legal monopoly is deemed to exist where national law expressly provides that no more than one entity within a **Contracting Party** or **Contracting Party’s** bidding zone can carry out day-ahead and intraday trading services.  Notă: în Republica Moldova există monopol legal privind serviciile de tranzacționare (a se vedea articolul art. 94, alin. (4) din proiectul Legii, corelată cu art. 5, alin. (2) din Regulamentul UE 2015/1222). Republica Moldova a notificat Secretariatul Comunității Energetice cu privire la monopolul legal privind serviciile de tranzacționare la data de 23 mai 2023. A se vedea în acest sens informațiile publicate de Secretariatul Comunității Energetice privind statutul desemnării NEMO in Comunitatea Energetică la adresa:  <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL/EL2.html> |
| (3) La doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, Comisia transmite un raport Parlamentului European și Consiliului, în conformitate cu articolul 24 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, privind evoluția cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice din statele membre, cu un accent special pe dezvoltarea concurenței dintre OPEED-uri. Pe baza acestui raport și dacă consideră că nu există nicio justificare pentru menținerea monopolurilor legale naționale sau pentru continuarea refuzului unui stat membru de a permite tranzacționarea transfrontalieră de către un OPEED desemnat de alt stat membru, Comisia poate lua în considerare măsuri legislative adecvate sau alte măsuri adecvate pentru a crește și mai mult concurența și comerțul între statele membre și în interiorul acestora. De asemenea, în acest raport Comisia include o evaluare a guvernanței cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice instituite prin prezentul regulament, acordând o atenție deosebită transparenței funcțiilor de OCP efectuate în comun de către OPEED-uri. Pe baza acestui raport și în cazul în care Comisia consideră că există ambiguități privind îndeplinirea monopolistă a funcției de OCP sau a altor sarcini ale OPEED, Comisia poate lua în considerare adoptarea de măsuri legislative adecvate sau alte măsuri adecvate pentru a spori în continuare transparența și funcționarea eficientă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. |  | Prevederi UE neaplicabile | 3. **<…>** |
| ***Articolul 6***  **Criteriile de desemnare a OPEED**  (1) Un candidat poate fi desemnat OPEED dacă îndeplinește toate cerințele următoare:  (a) a contractat sau contractează resurse adecvate pentru operarea comună, coordonată și conformă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor intrazilnice, inclusiv resursele necesare pentru a-și îndeplini funcțiile de OPEED, resursele financiare, tehnologia informației necesară, infrastructura tehnică și procedurile operaționale, sau face dovada că este în măsură să pună aceste resurse la dispoziție într-o perioadă de pregătire rezonabilă înainte de preluarea sarcinilor sale în conformitate cu articolul 7;  (b) este în măsură să se asigure că participanții la piață au acces liber la informațiile privind sarcinile OPEED în conformitate cu articolul 7;  (c) este eficient din punctul de vedere al costurilor în ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice și, în cadrul sistemului său intern de contabilitate, se ține o contabilitate separată pentru funcțiile de OCP și alte activități pentru a se evita subvențiile încrucișate;  (d) dispune de un nivel adecvat de separare a activității față de alți participanți pe piață;  (e) dacă este desemnat ca monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică într-un stat membru, nu face uz de taxele prevăzute la articolul 5 alineatul (1) pentru a-și finanța activitățile pe piața pentru ziua următoare și pe piața intrazilnică într-un alt stat membru decât cel în care aceste taxe sunt colectate;  (f) este în măsură să trateze toți participanții la piață într-un mod nediscriminatoriu;  (g) dispune de mecanisme adecvate de supraveghere a pieței;  (h) a încheiat acorduri adecvate privind transparența și confidențialitatea cu participanții la piață și OTS-uri;  (i) este în măsură să furnizeze serviciile de compensare și decontare necesare.  (j) este în măsură să instituie sistemele și metodele de comunicații necesare pentru coordonarea cu OTS-urile din statul membru. | **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (2) Pentru a fi desemnat ca OPEED, un operator al pieței energiei electrică va depune la Agenție o cerere însoțită de documentația necesară în contextul apelului de propuneri organizat de Agenție. Agenția examinează dacă solicitantul îndeplinește criteriile stabilite la alin. (3) și emite o hotărâre privind desemnarea OPEED sau respinge cererea în termen de două luni de la data depunerii cererii. OPEED va fi desemnat pentru o perioadă inițială de 4 ani, cu posibilitate de prelungire dacă îndeplinește criteriile. Atunci când se decide desemnarea OPEED, trebuie evitată orice discriminare între solicitanți, în special între solicitanții din afara țării și cei naționali.  (3) Un solicitant va fi desemnat OPEED dacă îndeplinește toate cerințele următoare:  a) a contractat sau contractează resurse adecvate pentru operarea comună, coordonată și conformă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei, inclusiv resursele necesare îndeplinirii funcțiilor OPEED, resursele financiare, tehnologia informațională necesară, infrastructura tehnică și procedurile operaționale, sau dacă face dovada că este în măsură să pună la dispoziție aceste resurse într-o perioadă de pregătire rezonabilă înainte de a-și prelua sarcinile;  b) este în măsură să asigure că participanții la piață au acces liber la informații cu privire la sarcinile OPEED;  c) este eficient din punct de vedere al costurilor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și/sau a piețelor pe parcursul zilei și, în cadrul sistemului său intern de contabilitate, se ține o cantabilitate separată pentru funcțiile operatorului de cuplare a piețelor și alte activități, pentru a preveni subvențiile încrucișate;  d) are un nivel adecvat de separare a activității față de alți participanți la piață;  e) dacă este desemnat ca monopol legal național pentru serviciile de tranzacționare pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, nu va face uz de taxele prevăzute, pentru a-și finanța activitățile pe piața pentru ziua următoare și pe piața pe parcursul zilei într-o altă Parte Contractantă a Comunității Energetice sau într-un Stat Membru al Uniunii Europene, decât cel în care aceste taxe se percep;  f) este în măsură să trateze toți participanții la piață într-un mod nediscriminatoriu;  g) dispune de mecanisme adecvate de supraveghere a pieței energiei electrice;  h) a încheiat acorduri adecvate privind transparența și confidențialitatea cu participanții la piață și cu operatorul sistemului de transport;  i) este în măsură să furnizeze serviciile de compensare și decontare necesare;  j) este în măsură să instituie sistemele și metodele de comunicații necesare pentru coordonare cu operatorii sistemelor de transport din alte Părți Contractante ale Comunității Energetice și sau din Statele Membre ale Uniunii Europene. | Compatibil | ***Article 6***  **NEMO designation criteria**  1. An applicant shall only be designated as a NEMO if it complies with all of the following requirements:  (a) it has contracted or contracts adequate resources for common, coordinated and compliant operation  of single day-ahead and/or intraday coupling, including the resources necessary to fulfil the NEMO functions, financial resources, the necessary information technology, technical infrastructure and operational  procedures or it shall provide proof that it is able to make these resources available within a reasonable preparatory period before taking up its tasks in accordance with Article 7;  (b) it shall be able to ensure that market participants have open access to information regarding the NEMO tasks in accordance with Article 7;  (c) it shall be cost-efficient with respect to single day-ahead and intraday coupling and shall in its internal accounting keep separate accounts for MCO functions and other activities in order to prevent cross-subsidisation;  (d) it shall have an adequate level of business separation from other market participants;  (e) if designated as a national legal monopoly for day-ahead and intraday trading services in a **Contracting Party**, it shall not use the fees in Article 5(1) to finance its day-ahead or intraday activities in a **Contracting Party or Member State** other than the one where these fees are collected;  (f) it shall be able to treat all market participants in a non-discriminatory way;  (g) it shall have appropriate market surveillance arrangements in place;  (h) it shall have in place appropriate transparency and confidentiality agreements with market participants and the TSOs;  (i) it shall be able to provide the necessary clearing and settlement services;  (j) it shall be able to put in place the necessary communication systems and routines for coordinating with the TSOs of the Member State **and Contracting Party**. |
| (2) Criteriile de desemnare prevăzute la alineatul (1) se aplică astfel încât concurența între OPEED-uri să fie organizată într-un mod echitabil și nediscriminatoriu. |  | Prevederi UE netranspuse | 2. The designation criteria set out in paragraph 1 shall be applied in such a way that competition between NEMOs is organised in a fair and non-discriminatory manner.  Notă: în Republica Moldova există monopol legal privind serviciile de tranzacționare (a se vedea articolul art. 94, alin. (4) din proiectul Legii, corelată cu art. 5, alin. (2) din Regulamentul UE 2015/1222). Republica Moldova a notificat Secretariatul Comunității Energetice cu privire la monopolul legal privind serviciile de tranzacționare la data de 23 mai 2023. A se vedea în acest sens informațiile publicate de Secretariatul Comunității Energetice privind statutul desemnării NEMO in Comunitatea Energetică la adresa:  <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL/EL2.html>  Respectiv, desemnarea OPEED nu se realizează pe criterii concurențiale. |
| ***Articolul 7***  **Atribuțiile OPEED**  (1) OPEED-urile acționează ca operatori ai piețelor naționale sau regionale pentru efectuarea, în cooperare cu OTS-urile, a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Sarcinile acestora includ primirea ofertelor de la participanții la piață, responsabilitatea generală pentru corelarea și alocarea ofertelor în conformitate cu rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, publicarea prețurilor și decontarea și compensarea contractelor rezultate din tranzacții în conformitate cu acordurile și normele relevante ale participanților.  În ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, OPEED-urile sunt responsabile în special pentru următoarele sarcini:  (a) punerea în aplicare a funcțiilor OCP stabilite la alineatul (2) în coordonare cu alte OPEED-uri;  (b) stabilirea în comun 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 orice aspecte legate de funcționarea pieței de energie electrică în conformitate cu alineatul (2) din prezentul articol și articolele 36 și 37;  (c) stabilirea prețurilor minime și maxime, în conformitate cu articolele 41 și 54;  (d) anonimizarea și partajarea informațiilor privind ofertele primite, necesare pentru îndeplinirea funcțiilor de OCP prevăzute la alineatul (2) din prezentul articol și la articolele 40 și 53;  (e) evaluarea rezultatelor calculate de funcțiile de OCP definite la alineatul (2) din prezentul articol, 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 articolele 48 și 60;  (f) informarea participanților la piață cu privire la rezultatele ofertelor lor în conformitate cu articolele 48 și 60;  (g) 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 articolul 68 alineatul (3);  (h) stabilirea în comun cu OPEED-urile și OTS-urile relevante a unor proceduri de ultimă instanță pentru operarea pieței naționale sau regionale în conformitate cu articolul 36 alineatul (3), în cazul în care nu este disponibil niciun rezultat furnizat de funcțiile de OCP în conformitate cu articolul 39 alineatul (2), ținând cont de procedurile de ultimă instanță prevăzute la articolul 44;  (i) furnizarea în comun a previziunilor privind costul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice și a informațiilor privind costurile către autoritățile de reglementare competente și OTS-uri 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 OTS-urilor în cauză în conformitate cu articolele 75-77 și articolul 80;  (j) după caz, în conformitate cu articolele 45 și 57, coordonarea împreună cu OTS-urile a stabilirii de acorduri privind 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 7***  **NEMO tasks**  1. NEMOs shall act as market operators in national or regional markets to perform in cooperation with TSOs single day-ahead and intraday coupling. Their tasks shall include receiving orders from market participants, having overall responsibility for matching and allocating orders in accordance with the single day-ahead and intraday coupling results, publishing prices and settling and clearing the contracts resulting from the trades according to relevant participant agreements and regulations.  With regard to single day-ahead and intraday coupling, NEMOs shall in particular be responsible for the following tasks:  (a) implementing the MCO functions set out in paragraph 2 in coordination with other NEMOs;  (b) **applying** the requirements for the single day-ahead and intraday coupling, requirements for MCO functions and the price coupling algorithm with respect to all matters related to electricity market functioning in accordance with paragraph 2 of this Article, and Articles 36 **<...>**;  (c) **applying** maximum and minimum prices in accordance with Articles 41 and 54;  making anonymous and sharing the received order information necessary to perform the MCO functions provided for in paragraph 2 of this Article and Articles 40 and 53;  (d) assessing the results calculated by the MCO functions set out in paragraph 2 of this Article allocating the orders based on these results, validating the results as final if they are considered correct and taking responsibility for them in accordance with Articles 48 and 60;  (e) informing the market participants on the results of their orders in accordance with Articles 48 and 60;  (f) acting as central counter parties for clearing and settlement of the exchange of energy resulting from single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 68(3);  (h) **implementing** jointly with relevant NEMOs and TSOs back-up procedures for national or regional market operation in accordance with Article 36(3) if no results are available from the MCO functions in accordance with Article 39(2), taking account of fallback procedures provided for in Article 44;  (i) jointly providing single day-ahead and intraday coupling cost forecasts and cost information to competent regulatory authorities and TSOs where NEMO costs for establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling are to be covered by the concerned TSOs’ contribution in accordance with Articles 75 to 77 and Article 80;  (j) Where applicable, in accordance with Article 45 and 57, coordinate with TSOs to establish arrangements concerning more than one NEMO within a bidding zone and perform single day-ahead and/or intraday coupling in line with the approved arrangements.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (2) OPEED-urile exercită funcțiile de OCP împreună cu alte OPEED-uri. Aceste funcții includ următoarele:  (a) dezvoltarea și menținerea algoritmilor, sistemelor și procedurilor pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice în conformitate cu articolele 36 și 51;  (b) prelucrarea datelor de intrare privind capacitatea interzonală și restricțiile de alocare furnizate de calculatorii capacității coordonate în conformitate cu articolele 46 și 58;  (c) operarea algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă în conformitate cu articolele 48 și 60;  (d) validarea și transmiterea rezultatelor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice către OPEED-uri în conformitate cu articolele 48 și 60. |  | Prevederi UE netranspuse | 2. NEMOs **may** carry out MCO functions jointly with NEMOs **from Member States**. Those functions shall include the following:  (a) Developing**,** maintaining **and applying** the algorithms, systems and procedures for single day-ahead and intraday coupling in accordance with Articles 36 and 51;  (b) processing input data on cross-zonal capacity and allocation constraints provided by coordinated capacity calculators in accordance with Articles 46 and 58;  (c) operating the price coupling and continuous trading matching algorithms in accordance with Articles  48 and 60;  (d) validating and sending single day-ahead and intraday coupling results to the NEMOs in accordance with Articles 48 and 60.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (3) În termen de opt luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OPEED-urile transmit tuturor autorităților de reglementare și agenției un plan care stabilește modul în care pot fi stabilite și exercitate în comun funcțiile de OCP prevăzute la alineatul (2), inclusiv proiectele de acorduri necesare atât între OPEED-uri, cât și cu părți terțe. Planul include o descriere detaliată și calendarul propus pentru punerea în aplicare, care nu trebuie să depășească 12 luni, precum și o descriere a impactului preconizat al termenilor și condițiilor sau al metodologiilor privind stabilirea și exercitarea funcțiilor de OCP menționate la alineatul (2). |  | Prevederi UE netranspuse | 3. By **twelve** months after the entry into force of this Regulation all NEMOs **from Contracting Parties and Member States** shall submit to all regulatory authorities**, the Energy Community Regulatory Board** and the **Agency for the Cooperation of Energy Regulators** a plan **on integration of e NEMOs from Contracting Parties in** the MCO functions set out in paragraph 2, **and in the** agreements between NEMOs and with third parties. The plan shall **be consistent with the plan drafted in accordance with Regulation (EU) 2015/1222 and shall** include a detailed description and the proposed timescale  for implementation, **<...>** and a description of the expected impact of **such integration** on the **<...>** performance of the MCO functions in **Article 7 (2) of Regulation (EU) 2015/1222**.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (4) Cooperarea dintre OPEED-uri 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. Exercitarea 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. |  | Prevederi UE netranspuse | 4. Cooperation between NEMOs shall be strictly limited to what is necessary for the efficient and secure design, implementation and operation of single day-ahead and intraday coupling. The joint performance of MCO functions shall be based on the principle of non-discrimination and ensure that no NEMO can benefit from unjustified economic advantages through participation in MCO functions.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (5) Agenția monitorizează progresele OPEED-urilor în ceea ce privește stabilirea și executarea funcțiilor de OCP, în special în ceea ce privește cadrul contractual sau de reglementare și gradul de pregătire tehnică pentru îndeplinirea funcțiilor de OCP. În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, agenția raportează Comisiei dacă progresele înregistrate în legătură cu stabilirea și operarea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice sunt satisfăcătoare.  Agenția poate evalua eficacitatea și eficiența stabilirii și exercitării funcției de OCP în orice moment. În cazul în care evaluarea demonstrează că cerințele nu sunt îndeplinite, agenția poate recomanda Comisiei orice măsuri suplimentare necesare pentru efectuarea eficientă, eficace și la timp a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. |  | Prevederi UE netranspuse | 5. The **Energy Community Regulatory Board** shall monitor NEMOs’ progress in **<...>** performing the MCO functions **pursuant to paragraph 2**, in particular regarding the contractual and regulatory framework and regarding technical preparedness to fulfil the MCO functions. **<...>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| (6) Dacă OPEED-urile nu prezintă un plan în conformitate cu articolul 7 alineatul (3) de stabilire a funcțiilor de OCP menționate la alineatul (2) din prezentul articol fie pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, fie pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, Comisia poate, în conformitate cu articolul 9 alineatul (4), să propună o modificare a prezentului regulament, luând în considerare în special numirea Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru energie electrică (ENTSO pentru energie electrică) sau a unei alte entități să exercite funcțiile de OCP pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice în locul OPEED-urilor. |  | Prevederi UE netranspuse | 6. **<...>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 8***  **Funcțiile OTS-urilor privind cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice**  (1) În statele membre cu rețeaua electrică conectată la rețeaua altui stat membru, toate OTS-urile participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. | **Articolul 35. Funcțiile și obligațiile operatorului sistemului de transport**  (10) Operatorul sistemului de transport participă la cuplarea piețelor pentru ziua următoare și a piețelor pe parcursul zilei și îndeplinește atribuțiile asociate, în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobate de Agenție în conformitate cu Articolul 39. La executarea atribuțiilor și funcțiilor legate de cuplarea pieței, operatorul sistemului de transport cooperează cu operatorul piețelor de energie electrică desemnat, precum și cu operatorii sistemelor de transport și cu operatorii pieței energiei electrice desemnați din Părțile Contractante al Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene. | Compatibil | ***Article 8***  **TSOs’ tasks related to single day-ahead and intraday coupling**  1. In **Contracting Parties** electrically connected to another **Contracting Party or** Member State all TSOs shall participate in the single day-ahead and intraday coupling. |
| (2) OTS-urile:  (a) stabilesc în comun cerințele OTS pentru cuplarea prin preț și algoritmii de tranzacționare prin corelare continuă pentru toate aspectele legate de alocarea capacităților în conformitate cu articolul 37 alineatul (1) litera (a);  (b) validează în comun algoritmii de corelare în vederea respectării cerințelor menționate la litera (a) din prezentul alineat, în conformitate cu articolul 37 alineatul (4);  (c) stabilesc și efectuează calculul capacităților în conformitate cu articolele 14-30;  (d) dacă este necesar, stabilesc alocarea capacităților intrazonale și alte acorduri în conformitate cu articolele 45 și 57;  (e) calculează și transmit capacitățile interzonale și restricțiile de alocare, în conformitate cu articolele 46 și 58;  (f) verifică rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare în ceea ce privește capacitățile interzonale validate și restricțiile de alocare, în conformitate cu articolul 48 alineatul (2) și articolul 52;  (g) dacă este necesar, stabilesc calculatorii schimburilor planificate pentru calcularea și publicarea schimburilor planificate la granițele dintre zonele de ofertare în conformitate cu articolele 49 și 56;  (h) respectă rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice calculate în conformitate cu articolele 39 și 52;  (i) stabilesc și aplică proceduri de ultimă instanță adecvate pentru alocarea capacităților în conformitate cu articolul 44;  (j) propun ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale în conformitate cu articolul 59;  (k) partajează veniturile din congestii după metodologia dezvoltată în comun, în conformitate cu articolul 73;  (l) în cazul în care se convine astfel, acționează în calitate de agenți de transfer și transferă poziții nete în conformitate cu articolul 68 alineatul (6). |  | Prevederi UE netranspuse | 2. TSOs shall:  (a) jointly **apply** TSO requirements for the price coupling and continuous trading matching algorithms for all aspects related to capacity allocation in accordance with Article 37(1)(a) **of Commission Regulation (EU) 2015/1222**;  (b) **<...>**  (c) establish and perform capacity calculation in accordance with Articles 14 to 30;  (d) where necessary, establish cross zonal capacity allocation and other arrangements in accordance with Articles 45 and 57;  (e) calculate and send cross zonal capacities and allocation constraints in accordance with Articles 46 and 58;  (f) verify single day-ahead coupling results in terms of validated cross-zonal capacities and allocation constraints in accordance with Articles 48(2) and 52;  (g) where required, establish scheduled exchange calculators for calculating and publishing scheduled exchanges on borders between bidding zones in accordance with Articles 49 and 56;  (h) respect the results from single day-ahead and intraday coupling calculated in accordance with Article 39 and Article 52;  (i) establish and operate fallback procedures as appropriate for capacity allocation in accordance with Article 44;  (j) **apply** the intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times in accordance with Article 59;  (k) share congestion income in accordance with the methodology **<...>** developed in accordance with Article 73;  (l) where so agreed, act as shipping agents transferring net positions in accordance with Article 68(6).  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 9***  **Adoptarea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor**  (1) OTS-urile și OPEED-urile elaborează termenele și condițiile sau metodologiile prevăzute în prezentul regulament și le prezintă spre aprobare agenției sau autorităților de reglementare competente în termenele-limită corespunzătoare prevăzute în prezentul regulament. În circumstanțe excepționale, în special în cazurile în care un termen-limită nu poate fi respectat din cauza unor circumstanțe externe sferei OTS-urilor sau OPEED-urilor, termenele-limită în ceea ce privește termenele și condițiile sau metodologiile pot fi prelungite de către agenție în procedurile conform alineatului (6), în comun de către toate autoritățile de reglementare competente în procedurile conform alineatului (7) și de către autoritatea de reglementare competentă în procedurile conform alineatului (8).  În cazul în care o propunere de termene și condiții sau de metodologii în conformitate cu prezentul regulament trebuie să fie elaborată și convenită cu mai mult de un OTS sau OPEED, OTS-urile și OPEED-urile participante cooperează îndeaproape. OTS-urile, cu sprijinul ENTSO pentru energie electrică, și toate OPEED-urile informează periodic autoritățile de reglementare competente și agenția în legătură cu progresele înregistrate în ceea ce privește elaborarea respectivelor termene și condiții sau metodologii.  (2) În cazul în care OTS-urile sau OPEED-urile care decid cu privire la propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (6) nu sunt în măsură să ajungă la un acord, ele trebuie să decidă prin vot cu majoritate calificată. Majoritatea calificată trebuie obținută în cadrul fiecăreia dintre clasele de vot respective ale OTS-urilor și ale OPEED-urilor. Majoritatea calificată pentru propunerile enumerate la alineatul (6) necesită următoarea majoritate:  (a) OTS-urile sau OPEED-urile reprezentând cel puțin 55 % din statele membre și  (b) OTS-urile sau OPEED-urile reprezentând state membre care cuprind cel puțin 65 % din populația Uniunii.  O minoritate de blocare pentru deciziile privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (6) trebuie să includă OTS-urile sau OPEED-urile reprezentând cel puțin patru state membre. În caz contrar, majoritatea calificată este considerată ca fiind întrunită.  În cazul deciziilor OTS-urilor privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (6), se atribuie câte un vot fiecărui stat membru. Dacă pe teritoriul unui stat membru există mai multe OTS-uri, statul membru respectiv distribuie drepturile de vot între aceste OTS-uri.  În cazul deciziilor OPEED-urilor privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (6), se atribuie câte un vot fiecărui stat membru. Fiecare OPEED dispune de un număr de voturi egal cu numărul statelor membre în care este desemnat. Dacă pe teritoriul unui stat membru sunt desemnate mai multe OPEED-uri, statul membru distribuie drepturile de vot între OPEED-uri, luând în considerare volumul de energie electrică respectiv al acestora tranzacționat în acel stat membru în exercițiul financiar precedent.  (3) Cu excepția articolului 43 alineatul (1), a articolului 44, a articolului 56 alineatul (1), a articolului 63 și a articolului 74 alineatul (1), în cazul în care OTS-urile care decid cu privire la propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7) nu sunt în măsură să ajungă la un acord și în cazul în care regiunile în cauză sunt compuse din mai mult de cinci state membre, OTS-urile decid prin vot cu majoritate calificată. Majoritatea calificată trebuie obținută în cadrul fiecăreia dintre clasele de vot respective ale OTS-urilor și ale OPEED-urilor. Majoritatea calificată pentru propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7) necesită următoarea majoritate:  (a) OTS-urile reprezentând cel puțin 72 % dintre statele membre vizate; și  (b) OTS-urile reprezentând state membre care cuprind cel puțin 65 % din populația regiunii în cauză.  O minoritate de blocare pentru deciziile privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7) trebuie să includă cel puțin numărul minim de OTS-uri reprezentând peste 35 % din populația statelor membre participante, plus OTS-urile reprezentând cel puțin un stat membru suplimentar vizat. În caz contrar, majoritatea calificată este considerată ca fiind întrunită.  OTS-urile care decid cu privire la propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7) în legătură cu regiuni compuse din cel mult cinci state membre decid pe bază de consens.  În cazul deciziilor OTS-urilor privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7), se atribuie câte un vot fiecărui stat membru. Dacă pe teritoriul unui stat membru există mai multe OTS-uri, statul membru respectiv distribuie drepturile de vot între aceste OTS-uri.  OPEED-urile care decid cu privire la propunerile de termene și condiții sau de metodologii enumerate la alineatul (7) decid pe bază de consens.  (4) Dacă OTS-urile sau OPEED-urile nu prezintă autorităților de reglementare competente sau agenției o propunere inițială sau modificată de termene și condiții sau de metodologii, în conformitate cu alineatele (6)- (8) sau (12), în termenele-limită stabilite în prezentul regulament, ele furnizează autorităților de reglementare competente și agenției proiectele relevante de termene și condiții sau de metodologii și explică motivele care au împiedicat atingerea unui acord. Agenția, toate autoritățile de reglementare competente împreună sau autoritatea de reglementare competentă iau măsurile adecvate pentru adoptarea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu alineatele (6), (7) și, respectiv, (8), de exemplu solicitând modificări sau revizuind și completând proiectele în temeiul prezentului alineat, inclusiv în cazul în care nu a fost prezentat niciun proiect, și le aprobă.  (5) Fiecare autoritate de reglementare sau, acolo unde este cazul, agenția, aprobă termenele și condițiile sau metodologiile utilizate pentru calcularea sau stabilirea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și intrazilnice, dezvoltate de OTS-uri și de OPEED-uri. Ele sunt responsabile cu aprobarea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor menționate la alineatele (6), (7) și (8). Înainte de a aproba termenele și condițiile sau metodologiile, agenția sau autoritățile de reglementare competente revizuiesc propunerile, dacă este necesar, după consultarea OTS-urilor sau OPEED-urilor respective, pentru a se asigura că propunerile sunt în conformitate cu scopul prezentului regulament și contribuie la integrarea pieței, la nediscriminare, la o concurență eficace și la buna funcționare a pieței.  (6) Propunerile privind următoarele termene și condiții sau metodologii, precum și orice modificări ale acestora, sunt supuse aprobării de către agenție:  (a) planul privind exercitarea în comun a funcțiilor de OCP, în conformitate cu articolul 7 alineatul (3);  (b) regiunile de calcul al capacităților, în conformitate cu articolul 15 alineatul (1);  (c) metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul, în conformitate cu articolul 16 alineatul (1);  (d) metodologia pentru modelul comun de rețea, în conformitate cu articolul 17 alineatul (1);  (e) propunerea de metodologie armonizată de calcul al capacităților, în conformitate cu articolul 21 alineatul (4);  (f) metodologia de ultimă instanță, în conformitate cu articolul 36 alineatul (3);  (g) algoritmul prezentat de OPEED-uri în conformitate cu articolul 37 alineatul (5), inclusiv cerințele OTS-urilor și OPEED-urilor privind elaborarea algoritmului, în conformitate cu articolul 37 alineatul (1);  (h) 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, în conformitate cu articolele 40 și 53;  (i) prețurile minime și maxime în conformitate cu articolul 41 alineatul (1) și cu articolul 54 alineatul (2);  (j) metodologia de stabilire a prețurilor pentru capacitățile intrazilnice, care urmează să fie elaborată în conformitate cu articolul 55 alineatul (1);  (k) ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale în conformitate cu articolul 59 alineatul (1);  (l) termenul pentru fermitatea din ziua următoare, în conformitate cu articolul 69;  (m) metodologia de distribuire a veniturilor din congestii, în conformitate cu articolul 73 alineatul (1).  (7) Propunerile privind următoarele termene și condiții sau metodologii, precum și orice modificări ale acestora, sunt supuse aprobării de către toate autoritățile de reglementare din regiunea vizată:  (a) metodologia comună de calcul al capacităților, în conformitate cu articolul 20 alineatul (2);  (b) deciziile privind introducerea și amânarea introducerii calculului cu metoda bazată pe flux în conformitate cu articolul 20 alineatele (2)- (6) și cu privire la derogări în conformitate cu articolul 20 alineatul (7);  (c) metodologia pentru redispecerizarea și pentru comercializarea în contrapartidă coordonate, în conformitate cu articolul 35 alineatul (1);  (d) metodologiile comune pentru calculul schimburilor planificate, în conformitate cu articolul 43 alineatul (1) și articolul 56 alineatul (1);  (e) procedurile de ultimă instanță, în conformitate cu articolul 44;  (f) licitațiile regionale complementare, în conformitate cu articolul 63 alineatul (1);  (g) condițiile pentru furnizarea alocării explicite, în conformitate cu articolul 64 alineatul (2);  (h) metodologia privind partajarea costurilor de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, în conformitate cu articolul 74 alineatul (1).  (8) Următoarele termene și condițiile sau metodologii, precum și orice modificări ale acestora, sunt supuse aprobării individuale de către fiecare autoritate de reglementare sau altă autoritate competentă din statele membre în cauză:  (a) după caz, desemnarea și revocarea OPEED sau suspendarea desemnării în conformitate cu articolul 4 alineatele (2), (8) și (9);  (b) după caz, tarifele sau metodologiile folosite la calcularea tarifelor OPEED-urilor referitoare la tranzacționarea pe piața pentru ziua următoare și piața intrazilnică, în conformitate cu articolul 5 alineatul (1);  (c) propunerile OTS-urilor individuale de revizuire a configurației zonelor de ofertare în conformitate cu articolul 32 alineatul (1) litera (d);  (d) după caz, propunerile privind alocarea capacităților intrazonale și alte acorduri în conformitate cu articolele 45 și 57;  (e) costurile aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor, în conformitate cu articolele 75-79;  (f) după caz, partajarea costurilor regionale aferente cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, în conformitate cu articolul 80 alineatul (4).  (9) Propunerea privind termenele și condițiile sau metodologiile trebuie să includă o propunere de calendar pentru punerea lor în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acestora asupra obiectivelor prezentului regulament. Propunerile de termene și condiții sau de metodologii care sunt supuse aprobării de către mai multe autorități de reglementare în conformitate cu alineatul (7) se prezintă agenției în termen de o săptămână de la transmiterea lor către autoritățile de reglementare. Propunerile de termene și condiții sau de metodologii care sunt supuse aprobării de către o autoritate de reglementare în conformitate cu alineatul (8) pot fi prezentate agenției în termen de o lună de la transmiterea lor, la discreția autorității de reglementare, însă trebuie prezentate la cererea agenției în scopuri de informare în conformitate cu articolul 3 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/942, dacă agenția consideră că propunerea are un impact transfrontalier. La cererea autorităților de reglementare competente, agenția emite în termen de trei luni un aviz cu privire la propunerile de termene și condiții sau de metodologii.  (10) În cazul în care aprobarea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu alineatul (7) sau modificarea acestora în conformitate cu alineatul (12) necesită o decizie din partea mai multor autorități de reglementare, autoritățile de reglementare competente se consultă, cooperează îndeaproape și se coordonează pentru a ajunge la un acord. După caz, autoritățile de reglementare competente iau în considerare avizul agenției. Autoritățile de reglementare sau, în cazurile în care este competentă, agenția iau deciziile cu privire la termenele și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8) în termen de șase luni de la primirea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor de către agenție sau de către autoritatea de reglementare sau, după caz, de către ultima autoritate de reglementare în cauză. Perioada respectivă începe în ziua următoare celei în care propunerea a fost înaintată agenției în conformitate cu alineatul (6), ultimei autorități de reglementare în cauză în conformitate cu alineatul (7) sau, după caz, autorității de reglementare în conformitate cu alineatul (8).  (11) În cazul în care autoritățile de reglementare nu au reușit să ajungă la un acord în perioada menționată la alineatul (10) sau la cererea lor comună ori la cererea agenției în conformitate cu articolul 5 alineatul (3) al treilea paragraf din Regulamentul (UE) 2019/942, agenția adoptă, în termen de șase luni, o decizie privind propunerile de termene și condiții sau de metodologii prezentate, în conformitate cu articolul 5 alineatul (3) și cu articolul 6 alineatul (10) al doilea paragraf din Regulamentul (UE) 2019/942.  (12) În cazul în care agenția sau toate autoritățile de reglementare competente împreună sau autoritatea de reglementare competentă solicită o modificare pentru a aproba termenele și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și, respectiv, (8), OTS-urile sau OPEED-urile relevante prezintă o propunere de modificare a termenelor și condițiilor sau a metodologiilor în vederea aprobării în termen de două luni de la solicitarea agenției, a autorităților de reglementare competente sau a autorității de reglementare competente. Agenția, autoritățile de reglementare competente sau autoritatea de reglementare competentă decid cu privire la termenele și condițiile sau metodologiile modificate în termen de două luni de la prezentarea acestora. În cazul în care autoritățile de reglementare competente nu au reușit să ajungă la un acord cu privire la termenele și condițiile sau metodologiile în temeiul alineatului (7) în termenul-limită de două luni sau la cererea lor comună ori la cererea agenției în conformitate cu articolul 5 alineatul (3) al treilea paragraf din Regulamentul (UE) 2019/942, agenția adoptă, în termen de șase luni, o decizie privind termenele și condițiile sau metodologiile modificate, în conformitate cu articolul 5 alineatul (3) și cu articolul 6 alineatul (10) al doilea paragraf din Regulamentul (UE) 2019/942. În cazul în care OTS-urile sau OPEED-urile relevante nu prezintă o propunere de modificare a termenelor și condițiilor sau a metodologiilor, se aplică procedura prevăzută la alineatul (4) din prezentul articol.  (13) În cazul în care sunt responsabile cu adoptarea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8), agenția sau toate autoritățile de reglementare competente împreună sau autoritatea de reglementare competentă pot solicita, respectiv, propuneri de modificare a acestor termene și condiții sau metodologii și pot stabili un termen-limită pentru prezentarea propunerilor respective. OTS-urile și OPEED-urile responsabile cu elaborarea unei propuneri de termene și condiții sau de metodologii pot înainta propuneri de modificare autorităților de reglementare și agenției.  Propunerile de modificare a termenelor și condițiilor sau a metodologiilor sunt transmise spre consultare în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 12 și sunt aprobate în conformitate cu procedura stabilită la prezentul articol.  (14) OTS-urile și OPEED-urile responsabile cu stabilirea termenelor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu prezentul regulament le publică pe internet după aprobarea lor de către agenție sau de către autoritățile de reglementare competente sau, dacă o astfel de aprobare nu este necesară, după elaborarea lor, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu articolul 13. | **Articolul 9. Funcțiile generale ale Agenției**  (4) Actele normative de reglementare care urmează să fie aprobate de către Agenție se elaborează de către Agenție, cu excepția codurilor rețelelor electrice și a liniilor directoare, precum și a termenilor, condițiilor și metodologiilor (în continuare – TCM) prevăzute în codurile rețelelor electrice și liniile directoare, care se elaborează și se propun spre aprobare Agenției de către operatorul sistemului de transport și/sau de către operatorul piețelor de energie electrică desemnat, în conformitate cu Articolul 39 și Articolul 94.  **Articolul 39. Codurile rețelelor electrice, liniile directoare și TCM**  (9) Pentru implementarea codurilor rețelelor electrice, a liniilor directoare, operatorul sistemului de transport elaborează și prezintă TCM-urile spre aprobare Agenției, Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice sau ACER în cazurile prevăzute de cadrul normativ al Comunității Energetice. Operatorul sistemului de transport elaborează și înaintează propuneri de TCM, precum și propuneri de TCM modificate, în conformitate cu cerințele și termenele stabilite în respectivele coduri ale rețelelor electrice și ale liniilor directoare, inclusiv cu respectarea cerințelor stabilite în cadrul Comunității Energetice.  (10) Operatorul sistemului de transport elaborează și înaintează spre aprobare Agenției lista TCM-urilor aprobate de ACER și de Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice. Hotărârea Agenției privind aprobarea listei deciziilor ACER, a listei deciziilor Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice prin care au fost aprobate TCM-urile respective se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova. TCM-urile se publică pe pagina web oficială a Agenției și pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport.  (11) În cazul în care, în conformitate cu codurile rețelelor electrice sau liniile directoare respective, o propunere de TCM urmează a fi elaborată și agreată de operatorul sistemului de transport în comun cu alți operatori ai sistemului de transport din Părțile Contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre ale Uniunii Europene, operatorul sistemului de transport cooperează strâns cu operatorii sistemelor de transport respectivi. Operatorul sistemului de transport informează în mod regulat Agenția, Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și, după caz, ACER cu privire la progresul elaborării TCM-urilor.  (12) Agenția decide cu privire la TCM-urile prezentate în legătură cu implementarea codurilor rețelelor electrice, a liniilor directoare în termenele stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare respective.  (13) În cazul în care în conformitate cu codurile rețelelor electrice sau liniile directoare, o propunere de TCM necesită aprobarea de către toate autoritățile de reglementare din Părțile Contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene, Agenția consultă și cooperează strâns cu autoritățile de reglementare respective pentru a ajunge la un acord asupra propunerii de TCM comune. Această propunere se notifică către ACER în termen de o săptămână de la expedierea acesteia către autoritățile de reglementare respective. Agenția poate expedia în adresa ACER propunerea de TCM pentru aprobare în conformitate cu Articolul 12 alin. (8).  (14) Hotărârea Agenției privind aprobarea TCM-urilor se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM-urile se publică pe pagina web oficială a Agenției și pe pagina electronică a operatorului sistemului de transport.  **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (11) În cazul în care liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor stabilesc că OPEED urmează să elaboreze TCM și să le propună spre aprobare Agenției, se aplică prevederile Articolul 39. | Parțial compatibil | ***Article 9***  **Adoption of terms and conditions or methodologies**  1. **Where this Regulation requires** TSOs and NEMOs **to** develop the terms and conditions or methodologies**, they shall** submit them for approval to the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the** Agency **for the Cooperation of Energy Regulators** or the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. In exceptional circumstances, notably in cases where a deadline cannot be met due to circumstances external to the sphere of TSOs or NEMOs, the deadlines for terms and conditions or methodologies may be prolonged **<...>** jointly by all competent regulatory authorities in procedures pursuant to paragraph 7, and by the competent regulatory authority in procedures pursuant to paragraph 8.  Where a proposal for terms and conditions or methodologies pursuant to this Regulation needs to be developed and agreed by more than one TSO or NEMO, the participating TSOs and NEMOs shall closely cooperate. TSOs, with the assistance of the ENTSO for Electricity **where feasible**, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities**, the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** about the progress of developing those terms and conditions or methodologies.  2. **<...>**  3. Except for Article 43(1), Article 44, Article 56(1), Article 63 and Article 74(1), where TSOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph (7) are not able to reach an agreement and where the regions concerned are composed of more than five **Contracting Parties and/ or** Member States, they shall decide by qualified majority voting. The qualified majority shall be reached within each of the respective voting classes of TSOs and NEMOs. A qualified majority for proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall require the following majority:  (a) TSOs representing at least 72 % of the **Contracting Parties and/or** Member States concerned; and  (b) TSOs representing **Contracting Parties and/or** Member States comprising at least 65 % of the population of the concerned region.  A blocking minority for decisions on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall include at least the minimum number of TSOs representing more than 35 % of the population of the participating **Contracting Parties and/or** Member States, plus TSOs representing at least one additional **Contracting Party and/or** Member State concerned, failing of which the qualified majority shall be deemed attained.  TSOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 in relation to regions composed of five **Contracting Parties and/or** Member States or less shall decide by consensus.  For TSO decisions on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7, one vote shall be attributed per **Contracting Party or** Member State. If there is more than one TSO in the territory of a **Contracting Party or** Member State, the Member State shall allocate the voting powers among the TSOs.  NEMOs deciding on proposals for terms and conditions or methodologies listed in paragraph 7 shall decide by consensus.  4. If TSOs or NEMOs fail to submit an initial or amended proposal for terms and conditions or methodologies to the competent regulatory authorities or the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators** in accordance with paragraphs **7,** 8 or 12 within the deadlines set out in this Regulation, they shall provide the competent regulatory authorities, **the Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators,** with the relevant drafts of the proposals for the terms and  conditions or methodologies, and explain what has prevented an agreement. The **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/ MC-EnC**, all competent regulatory authorities jointly, or the competent regulatory authority shall take the appropriate steps for the adoption of the required terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8 respectively, for instance by requesting amendments or revising and completing the drafts pursuant to this paragraph, including where no drafts have been submitted, and approve them.  5. Each regulatory authority or where applicable **the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**, as the case may be, shall approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs. They shall be responsible for approving the terms and conditions or methodologies referred to in paragraphs **<…>** 7 and 8. Before approving the terms and conditions or methodologies, the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** or the competent regulatory authorities shall revise the proposals where necessary, after consulting the respective TSOs or NEMOs, in order to ensure that they are in line with the purpose of this Regulation **and consistent with Regulation (EU) 2015/1222** and contribute to market integration, non-discrimination, effective competition and the proper functioning of the market.  6. **TSOs and NEMOs shall apply the** following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to approval by the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators**:  (a) the plan on joint performance of MCO functions in accordance with Article 7(3);  (b) the capacity calculation regions in accordance with Article 15(1), **when adjusting pursuant to Article 1(2) of the Annex to this Regulation**;  (c) the generation and load data provision methodology in accordance with Article 16(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (d) the common grid model methodology in accordance with Article 17(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (e) the proposal for a harmonised capacity calculation methodology in accordance with Article**s 9(2), 9(6) and** 21(4) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (f) back-up methodology in accordance with Article 36(3) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (g) the algorithm submitted by NEMOs in accordance with Article 37(5) **of Regulation (EU) 2015/1222**, including the TSOs’ and NEMOs’ sets of requirements for algorithm development in accordance with Article 37(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (h) products that can be taken into account by NEMOs in the single day-ahead and intraday coupling process in accordance with Articles 40**(1)** and 53**(1) of Regulation (EU) 2015/1222**;  (i) the maximum and minimum prices in accordance with Articles 41(1) and 54(2) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (j) the intraday capacity pricing methodology to be developed in accordance with Article**s 9(2), 9(6) and**  55(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (k) the intraday cross–zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times in accordance with Article 59(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (l) the day-ahead firmness deadline in accordance with Article 69 **of Regulation (EU) 2015/1222**;  (m) the congestion income distribution methodology in accordance with Article 73(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**;  7. The proposals for the following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region:  (a) the common capacity calculation methodology in accordance with Article 20(2);  (b) decisions on the introduction and postponement of flow-based calculation in accordance with Article 20(2) to (6) and on exemptions in accordance with Article 20(7);  (c) the methodology for coordinated redispatching and countertrading in accordance with Article 35(1);  (d) the common methodologies for the calculation of scheduled exchanges in accordance with Articles 43(1) and 56(1);  (e) the fallback procedures in accordance with Article 44;  (f) complementary regional auctions in accordance with Article 63(1);  (g) **<...>**  (h) the redispatching or countertrading cost sharing methodology in accordance with Article 74(1).  8. The following terms and conditions or methodologies and any amendments thereof shall be subject to individual approval by each regulatory authority or other competent authority of the **Contracting Parties** concerned:  (a) where applicable, NEMO designation and revocation or suspension of designation in accordance with Article 4(2), (8) and (9);  (b) if applicable, the fees or the methodologies used to calculate the fees of NEMOs relating to trading in  the day-ahead and intraday markets in accordance with Article 5(1);  (c) proposals of individual TSOs for a review of the bidding zone configuration in accordance with Article 32(1)(d);  (d) where applicable, the proposal for cross-zonal capacity allocation and other arrangements in accordance with Articles 45 and 57;  (e) capacity allocation and congestion management costs in accordance with Articles 75 to 79;  (f) if applicable, cost sharing of regional costs of single day-ahead and intraday coupling in accordance with Article 80(4).  9. The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation. Proposals for terms and conditions or methodologies subject to the approval by several regulatory authorities in accordance with paragraph 7 shall be submitted to the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** within 1 week of their submission to regulatory authorities. Proposals for terms and conditions or methodologies subject to the approval by one regulatory authority in accordance with paragraph 8 may be submitted to the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MCEnC,** within 1 month of their submission at the discretion of the regulatory authority while they shall be submitted upon the request **of Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC in case <…>** the proposal **is considered** to have a cross-border impact. Upon request by the competent regulatory authorities, **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of**  **Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall issue an opinion within 3 months on the proposals for terms and conditions or methodologies.  10. Where the approval of the terms and conditions or methodologies in accordance with paragraph 7 or the amendment in accordance with paragraph 12 requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of **the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**. Regulatory authorities or, where competent, **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs **<…>** 7 and 8, within 6 months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** or the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned. The period shall begin on the day following that on which the proposal was submitted **in accordance with paragraph 9** to the last regulatory authority concerned in accordance with paragraph 7 or, where applicable, to the regulatory authority in accordance with paragraph 8.  11. Where the regulatory authorities have not been able to reach agreement within the period referred to in paragraph 10, or upon their joint request, or upon the **request of Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**, the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall adopt a decision concerning the submitted proposals for terms and conditions or methodologies within 6 months **<…>**.  12. In the event that the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators**, or all competent regulatory authorities jointly, or the competent regulatory authority request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs **<…>** 7 and 8 respectively, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within 2 months following the request from the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** or the competent regulatory authorities or the competent regulatory authority. The **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** or the competent regulatory authorities or the competent regulatory authority shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within 2 months following their submission. Where the competent regulatory authorities have not been able to reach  an agreement on terms and conditions or methodologies pursuant to paragraph 7 within the 2-month deadline, or upon their joint request, or upon the **request of the Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators <…>,** the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within 6 months **<…>**. If the relevant TSOs or NEMOs fail to submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies, the procedure provided for in paragraph 4 of this Article shall apply.  13. The **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**, or all competent regulatory authorities jointly, or the competent regulatory authority, where they are responsible for the adoption of terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs **<…>** 7 and 8, may respectively request proposals for amendments of those terms and conditions or methodologies and determine a deadline for the submission of those proposals.  TSOs or NEMOs responsible for developing a proposal for terms and conditions or methodologies may propose amendments to regulatory authorities and the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**.  The proposals for amendment to the terms and conditions or methodologies shall be submitted to consultation in accordance with the procedure set out in Article 12 and approved in accordance with the procedure set out in this Article.  14. TSOs and NEMOs responsible for establishing the terms and conditions or methodologies in accordance with this Regulation shall publish them on the internet after approval by the **Energy Community Regulatory Board, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** or the competent regulatory authorities or, if no such approval is required, after their establishment, except where such information is considered as confidential in accordance with Article 13.’    Notă: La nivel de lege a fost o procedură generală privind elaborarea și aprobarea TCM-urilor care rezultă din codurile de rețea ale UE. Prevederi specifice privind elaborarea și aplicarea TCM-urilor urmează a fi stabilite în codurile de rețea și în liniile directoare aprobate de Agenție. Respectiv, prevederile specifice aferente TCM din Regulamentul UE 2015/1222 urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 10***  **Gestionarea curentă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice**  OTS-urile și OPEED-urile organizează în comun gestionarea curentă a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Aceștia se reunesc în mod regulat pentru a discuta și a decide asupra aspectelor operaționale curente. OTS-urile și OPEED-urile invită Agenția și Comisia în calitate de observatori la aceste reuniuni și publică rezumatele proceselor-verbale ale reuniunilor. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 10***  **Day-to-day management of the single day-ahead and intraday coupling**  TSOs and NEMOs shall jointly **contribute to organisation of** the day-to-day management of the single day-ahead and intraday coupling. They shall meet regularly to discuss and decide on day-to-day operational issues. TSOs and NEMOs **from Member States acting in accordance with Regulation (EU) 2015/1222** shall invite the **Energy Community Regulatory Board and the Energy Community Secretariat** as observers to these meetings and shall publish summary minutes of the meetings.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 11***  **Implicarea părților interesate**    Agenția, în strânsă cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, organizează implicarea părților interesate în ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice și alte aspecte ale punerii în aplicare a prezentului regulament. Aceasta include reuniuni periodice cu părțile interesate pentru a identifica probleme și pentru a propune îmbunătățiri în special în ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Aceasta nu va înlocui consultările părților interesate în conformitate cu articolul 12. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 11***  **Stakeholder involvement**  The **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC**, in close cooperation with ENTSO for Electricity **<…>**, shall organise stakeholder involvement regarding single day-ahead and intraday coupling and other aspects of the implementation of this Regulation. This shall include regular meetings with stakeholders to identify problems and propose improvements notably related to the single day-ahead and intraday coupling. This shall not replace the stakeholder consultations in accordance with Article 12.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 12***  **Consultare**  (1) OTS-urile și OPEED-urile responsabile pentru prezentarea propunerilor de termeni și condiții sau metodologii sau a modificărilor acestora în conformitate cu prezentul regulament consultă părțile interesate, inclusiv autoritățile relevante din fiecare stat membru, cu privire la proiectele de propuneri de termeni și condiții sau metodologii, dacă se prevede în mod explicit în prezentul regulament. Consultarea are loc într-o perioadă de cel puțin o lună.  (2) Propunerile de termeni și condiții sau metodologii prezentate de OTS-uri și OPEED-uri la nivelul Uniunii sunt publicate și supuse consultării la nivelul Uniunii. Propunerile prezentate de OTS-uri și OPEED-uri la nivel regional sunt supuse consultării cel puțin la nivel regional. Părțile care prezintă propuneri la nivel bilateral sau multilateral consultă cel puțin statele membre în cauză.  (3) Entitățile responsabile cu propunerile de termeni și condiții sau metodologii țin seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor întreprinse în conformitate cu alineatul (1), înainte de transmiterea acestor propuneri spre aprobarea autorităților de reglementare, dacă este necesar în conformitate cu articolul 9, sau înainte de publicare în toate celelalte cazuri. În toate cazurile, o justificare clară și solidă a includerii sau a neincluderii opiniilor rezultate din consultare este elaborată ca parte a prezentării și este publicată în timp util înainte sau simultan cu publicarea propunerii de termeni și condiții sau metodologii. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 12***  **Consultation**  1. TSOs and NEMOs responsible for submitting proposals for terms and conditions or methodologies or their amendments in accordance with this Regulation shall consult stakeholders, including the relevant authorities of each **Contracting Party and** Member State, on the draft proposals for terms and conditions or methodologies where explicitly set out in this Regulation. The consultation shall last for a period of not less than one month.  2. **<…>** Proposals submitted by the TSOs and NEMOs at regional level shall be submitted to consultation at least at regional level. Parties submitting proposals at bilateral or at multilateral level shall consult at least the **Contracting Parties and** Member States concerned.  3. The entities responsible for the proposal for terms and conditions or methodologies shall duly consider the views of stakeholders resulting from the consultations undertaken in accordance with paragraph 1, prior to its submission for regulatory approval if required in accordance with Article 9 or prior to publication in all other cases. In all cases, a clear and robust justification for including or not the views resulting from the consultation shall be developed in the submission and published in a timely manner before or simultaneously with the publication of the proposal for terms and conditions or methodologies.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 13***  **Obligații privind confidențialitatea**  (1) Informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului regulament fac obiectul cerințelor privind secretul profesional prevăzute la alineatele (2), (3) și (4).  (2) Obligația de a păstra secretul profesional se aplică oricărei persoane care face obiectul dispozițiilor din prezentul regulament.  (3) Informațiile confidențiale primite de persoanele menționate la alineatul (2) în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane sau autorități, fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern, celorlalte dispoziții ale prezentului regulament sau altor acte legislative relevante ale Uniunii.  (4) Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern, autoritățile de reglementare, organismele sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului regulament le pot utiliza numai în scopul exercitării funcțiilor lor în temeiul prezentului regulament. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 13***  **Confidentiality obligations**  1. Any confidential information received, exchanged or transmitted pursuant to this Regulation shall be subject to the conditions of professional secrecy laid down in paragraphs 2, 3 and 4.  2. The obligation of professional secrecy shall apply to any person subject to the provisions of this Regulation.  3. Confidential information received by the persons referred to in paragraph 2 in the course of their duties may not be divulged to any other person or authority, without prejudice to cases covered by national law, the other provisions of this Regulation or other relevant **Energy Community or national** legislation.  4. Without prejudice to cases covered by national law, regulatory authorities, bodies or persons which receive confidential information pursuant to this Regulation may use it only for the purpose of the performance of their functions under this Regulation. |
| **TITLUL II**  **CERINŢE PENTRU TERMENII, CONDIŢIILE ȘI METODOLOGIILE REFERITOARE LA ALOCAREA CAPACITĂŢILOR ȘI GESTIONAREA CONGESTIILOR**  ***CAPITOLUL 1***  ***Calculul capacităților***  **S e c ț i u n e a 1**  **C e r i n ț e g e n e r a l e**  ***Articolul 14***  **Intervalele de timp al calculului capacităților**  (1) Toate OTS-urile calculează capacitatea interzonală cel puțin pentru următoarele intervale de timp:  (a) al pieței pentru ziua următoare, pentru piața pentru ziua următoare;  (b) al pieței intrazilnice, pentru piața intrazilnică.  (2) 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.  (3) 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.  (4) Toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților 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. |  | Prevederi UE netranspuse | **TITLE II**  **REQUIREMENTS FOR TERMS, CONDITIONS AND METHODOLOGIES**  **CONCERNING CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT**  **CHAPTER 1**  **Capacity calculation**  **Section 1**  **General requirements**  ***Article 14***  **Capacity calculation time-frames**  1. All TSOs shall calculate cross-zonal capacity for at least the following time-frames:  (a) day-ahead, for the day-ahead market;  (b) intraday, for the intraday market.  2. For the day-ahead market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each day-ahead market time unit shall be calculated. For the intraday market time-frame, individual values for cross-zonal capacity for each remaining intraday market time unit shall be calculated.  3. For the day-ahead market time-frame, the capacity calculation shall be based on the latest available information. The information update for the day-ahead market time-frame shall not start before 15:00 market time two days before the day of delivery.  4. All TSOs in each capacity calculation region **as defined by Article 15(1)** shall ensure that cross-zonal capacity is recalculated within the intraday market time-frame based on the latest available information.  The frequency of this recalculation shall take into consideration efficiency and operational security.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 15***  **Regiunile de calcul al capacităților**  (1) În termen de trei luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează în comun o propunere comună privind determinarea regiunilor de calcul al capacităților. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Propunerea menționată la alineatul (1) definește granițele zonei de ofertare atribuite OTS-urilor care sunt membre ale fiecărei regiuni de calcul al capacităților. Următoarele cerințe trebuie să fie îndeplinite:  (a) se iau în considerare regiunile specificate la punctul 3 subpunctul 2 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (b) 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, este alocată unei regiuni de calcul al capacităților;  (c) la o regiune de calcul al capacităților sunt alocate cel puțin toate OTS-urile ale căror zone de ofertare au granițe cu regiunea în cauză.  3) Regiunile de calcul al capacităților care aplică o metodă bazată pe flux sunt fuzionate într-o singură regiune de calcul al capacităților dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:  (a) sistemele lor de transport sunt conectate în mod direct;  (b) participă în aceeași zonă de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice;  (c) fuzionarea acestora este mai eficientă decât menținerea lor separate. Autoritățile de reglementare competente pot solicita OTS-urilor în cauză o analiză comună costuri-beneficii pentru evaluarea eficienței fuziunii. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 15***  **Capacity calculation regions**  1. **The capacity calculations regions including Contracting Parties and Member States (for their interconnections with Contracting Parties) are established by Annex 1 to this Regulation.**  2. **Annex I1** shall define the bidding zone borders attributed to TSOs who are members of each capacity calculation region. The following requirements shall be met:  (a) it shall take into consideration the **capacity calculation** regions **defined in accordance with Article 15(1) of Regulation (EU) 2015/1222**;  (b) each bidding zone border, or two separate bidding zone borders if applicable, through which interconnection between two bidding zones exists, shall be assigned to one capacity calculation region;  (c) at least those TSOs shall be assigned to all capacity calculation regions in which they have bidding zone borders.  3. Capacity calculation regions **as established under this Regulation or in accordance with Article 15(1) of Regulation (EU) 2015/1222** applying a flow-based approach shall be merged into one capacity calculation region if the following cumulative conditions are fulfilled:  (a) their transmission systems are directly linked to each other;  (b) they participate in the same single day-ahead or intraday coupling area;  (c) merging them is more efficient than keeping them separate. The competent regulatory authorities may request a joint cost-benefit analysis from the TSOs concerned to assess the efficiency of the merger.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 2**  **M o d e l u l c o m u n d e r e ț e a**  ***Articolul 16***  **Metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul**  (1) În termen de 10 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează în comun o propunere de metodologie unică pentru furnizarea datelor privind producția și consumul necesare pentru a stabili modelul comun de rețea, care face obiectul consultării în conformitate cu articolul 12. Propunerea include o justificare, bazată pe obiectivele prezentului regulament, a solicitării de informații.  (2) Propunerea de metodologie pentru furnizarea datelor privind producția și consumul specifică unitățile generatoare și consumatoare care sunt obligate să furnizeze informații către OTS-urile de care aparțin în vederea calculării capacităților.  (3) Propunerea de metodologie pentru furnizarea datelor privind producția și consumul specifică informațiile care trebuie furnizate de către unitățile generatoare și consumatoare către OTS-uri. Aceste informații includ cel puțin următoarele:  (a) informații privind caracteristicile lor tehnice;  (b) informații privind disponibilitatea unităților generatoare și consumatoare;  (c) informații privind programul unităților generatoare;  (d) informațiile relevante disponibile privind modul în care unitățile generatoare vor fi dispecerizate.  (4) Metodologia precizează termenele aplicabile unităților generatoare și consumatoare pentru furnizarea informațiilor prevăzute la alineatul (3).  (5) Fiecare OTS utilizează și partajează cu alte OTS-uri informațiile menționate la alineatul (3). Informațiile menționate la alineatul (3) litera (d) se utilizează doar pentru calculul capacităților.  (6) În termen de cel mult două luni de la aprobarea metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul de către toate autoritățile de reglementare, ENTSO pentru energie electrică publică:  (a) o listă a entităților obligate să furnizeze informații către OTS-uri;  (b) o listă cu informațiile menționate la alineatul (3) care trebuie furnizate;  (c) termenele de furnizare a informațiilor. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 2**  **The common grid model**  ***Article 16***  **Generation and load data provision methodology**  1. **<…>**  2. The **<…>** generation and load data provision methodology shall specify which generation units and loads are required to provide information to their respective TSOs for the purposes of capacity calculation.  3. **<…>**  4. The methodology shall specify the deadlines applicable to generation units and loads for providing the information referred to in paragraph 3.  5. **For application of the generation and load data provision methodology** each TSO shall use and share with other TSOs **at least** the **following** information:  **(a) information related to their technical characteristics;**  **(b) information related to the availability of generation units and loads;**  **(c) information related to the schedules of generation units;**  **(d) relevant available information relating to how generation units will be dispatched.**  The**se** information **<…>** shall be used for capacity calculation purposes only.  6. No later than **eight** months after the **entry into force of this Regulation**, ENTSO for Electricity**, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall publish **<…>**:  (a) a list of the entities required to provide information to the TSOs;  (b) a list of the information referred to in paragraph 3 to be provided;  (c) deadlines for providing information.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 17***  **Metodologia privind modelul comun de rețea**  (1) În termen de 10 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează în comun o propunere de metodologie privind modelul comun de rețea. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Metodologia privind modelul comun de rețea permite stabilirea unui model comun de rețea. Aceasta conține cel puțin următoarele elemente:  (a) o definiție a scenariilor, în conformitate cu articolul 18;  (b) o definiție a modelelor individuale de rețea, în conformitate cu articolul 19;  (c) o descriere a procedurii de fuzionare a modelelor individuale de rețea pentru a forma modelul comun de rețea. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 17***  **Common grid model methodology**  **<…>** |
| ***Articolul 18***  **Scenarii**  (1) Toate OTS-urile colaborează pentru elaborarea unor scenarii comune pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților menționat la articolul 14 alineatul (1) literele (a) și (b). Scenariile comune se utilizează pentru a descrie o situație specifică prognozată privind producția, consumul și topologia rețelei pentru sistemul de transport din modelul comun de rețea.  (2) Se elaborează un scenariu pentru fiecare unitate de timp a pieței, atât pentru intervalul de timp al calculului capacităților pentru ziua următoare, cât și pentru intervalul de timp al calculului capacităților intrazilnice.  (3) Pentru fiecare scenariu, toate OTS-urile colaborează în vederea elaborării de norme comune pentru determinarea poziției nete în fiecare zonă de ofertare și a fluxului pentru fiecare linie electrică directă. Aceste norme comune trebuie să se bazeze pe cele mai bune prognoze ale poziției nete pentru fiecare zonă de ofertare și pe cea mai bună prognoză a fluxurilor pe fiecare linie electrică directă pentru fiecare scenariu și includ echilibrul global între consum și producție pentru sistemul de transport din Uniune. La definirea scenariilor nu trebuie să existe nicio discriminare nejustificată între schimburile interne și interzonale, în conformitate cu punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 18***  **Scenarios**  1. **<…>** TSOs shall **apply** the common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b) **developed in line with Article 18(1) of Regulation (EU) 2015/1222**. **<…>**  2. **TSOs shall apply the** common rules **developed in line with Article 18(3) of Regulation (EU) 2015/1222** for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line.  **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 19***  **Modelul individual de rețea**  (1) Pentru fiecare zonă de ofertare și pentru fiecare scenariu:  (a) toate OTS-urile din zona de ofertare prezintă împreună un singur model individual de rețea care este în conformitate cu articolul 18 alineatul (3); sau  (b) fiecare OTS din zona de ofertare prezintă un model individual de rețea pentru aria sa de control, inclusiv interconexiunile, cu condiția ca suma pozițiilor nete din ariile de control, inclusiv interconexiunile, care acoperă zona de ofertare să fie în conformitate cu articolul 18 alineatul (3).  (2) Fiecare model individual de rețea reprezintă cele mai bune prognoze posibile ale condițiilor sistemului de transport pentru fiecare scenariu specificat de operatorul (operatorii) de transport și de sistem în momentul în care este creat modelul individual de rețea.  (3) 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.  (4) Toate OTS-urile își armonizează, în cea mai mare măsură posibilă, modul în care sunt construite modelele individuale de rețea.  (5) Fiecare OTS furnizează toate datele necesare în modelul individual de rețea pentru a permite analiza fluxurilor de putere activă și reactivă și analiza tensiunii în regim staționar.  (6) Atunci când este cazul și de comun acord între toate OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților, fiecare OTS din regiunea de calcul al capacităților în cauză face schimb de date cu celelalte OTS-uri pentru a permite analiza tensiunii și a stabilității dinamice. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 19***  **Individual grid model**  1. For each bidding zone and for each scenario:  (a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or  (b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).  2. Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.  3. Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.  4. All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.  5. Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.  6. Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 3**  **M e t o d o l o g i i l e d e c a l c u l a l c a p a c i t ă ț i l o r**  ***Articolul 20***  **Introducerea metodologiei de calcul al capacităților bazate pe flux**  (1) 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 alineatul (7) este îndeplinită.  (2) Nu mai târziu de 10 luni după aprobarea propunerii pentru o regiune de calcul al capacităților în conformitate cu articolul 15 alineatul (1), toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților transmit o propunere pentru o metodologie comună de calcul coordonat al capacităților pentru regiunea în cauză. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12. Propunerea de metodologie de calcul al capacităților pentru regiuni în conformitate cu prezentul alineat în regiunile de calcul al capacităților bazate pe regiunile „Europa de Nord-Vest” (denumită în continuare „NWE”) și „Europa Centrală și de Est” (denumită în continuare „CEE”) definite la punctul 3.2 literele (b) și (d) din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009, precum și în regiunile menționate la alineatele (3) și (4), se completează cu un cadru comun de coordonare și compatibilitate a metodologiilor bazate pe flux între regiuni, care urmează să fie elaborat în conformitate cu alineatul (5).  (3) OTS-urile din regiunea de calcul al capacităților în care este inclusă Italia, astfel cum este definită la punctul 3.2 litera (c) din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009, fără a aduce atingere obligației de la alineatul (1), pot prelungi termenul de depunere a propunerii pentru o metodologie comună de calcul coordonat al capacităților utilizând metoda bazată pe flux pentru regiunea în cauză în conformitate cu alineatul (2), până la șase luni după ce Elveția aderă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare. Propunerea nu trebuie să includă neapărat granițele zonelor de ofertare din interiorul Italiei și dintre Italia și Grecia.  (4) În termen de șase luni după ce toate părțile contractante la Comunitatea Energiei din Europa de Sud-Est, cel puțin, participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, cel puțin OTS-urile din Croația, România, Bulgaria și Grecia prezintă în comun o propunere de introducere a unei metodologii comune de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice. Propunerea prevede o dată de punere în aplicare a metodologiei comune de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux cel târziu la doi ani de la participarea la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare a tuturor părților contractante la Comunitatea Energiei din SEE. OTS-urile din statele membre care au granițe cu alte regiuni sunt încurajate 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.  (5) În momentul în care două 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 și OTS-urile din această regiune trebuie să prezinte în termen de șase 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 prevede o dată de punere în aplicare a metodologiei comune interregionale de calcul al capacităților la cel mult 12 luni după punerea în aplicare a metodei bazate pe flux în aceste regiuni pentru metodologia privind intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, și cel mult 18 luni pentru metodologia privind intervalul de timp al pieței intrazilnice. Termenele prevăzute în prezentul alineat pot fi adaptate în conformitate cu alineatul (6).    Metodologia din cele două regiuni 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.  (6) În cazul în care OTS-urile în cauză sunt în măsură să demonstreze că deocamdată aplicarea metodologiilor comune bazate pe flux în conformitate cu alineatele (4) și (5) nu este mai eficientă, presupunând același nivel de siguranță în funcționare, acestea pot solicita împreună autorităților de reglementare competente să amâne termenul.  (7) OTS-urile pot solicita în comun autorităților de reglementare competente să aplice metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată în regiuni și granițe ale zonelor de ofertare, altele decât cele menționate la alineatele (2)-(4), în cazul în care OTS-urile în cauză sunt în măsură să demonstreze că aplicarea metodologiei de calcul al capacităților care utilizează metoda bazată pe flux nu va fi deocamdată mai eficientă în comparație cu metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată și presupunând același nivel de siguranță în funcționare în regiunea în cauză.  (8) Pentru a permite participanților la piață să se adapteze la orice schimbare a metodei de calcul al capacităților, OTS-urile în cauză testează noua metodă în paralel cu metoda existentă și implică participanții la piață timp de cel puțin șase luni înainte de a pune în aplicare o propunere pentru modificarea metodei lor de calcul al capacităților.  (9) OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților care aplică metoda bazată pe flux 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. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 3**  **Capacity calculation methodologies**  ***Article 20***  **Introduction of flow-based capacity calculation methodology**  1. For the day-ahead market time-frame and intraday market time-frame the approach used in the common capacity calculation methodologies shall be a flow-based approach, except where the requirement under paragraph 7 is met.  2. No later than **6** months after the **establishment of** a capacity calculation region in accordance with **Annex I,** all TSOs in each capacity calculation region shall submit a proposal for a common coordinated capacity calculation methodology within the respective region. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12. **The proposal shall be aligned with the capacity calculation**  **methodology applicable in the neighbouring capacity calculation regions. <…>**  3. <…>  4. No later than six months after at least all South East Europe Energy Community Contracting Parties participate in the single day-ahead coupling, the TSOs **from these Contracting Parties together with the TSOs** from at least Croatia, Romania, Bulgaria, **Hungary** and Greece **<…> shall** jointly submit a proposal to introduce a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead and intraday market time-frame. The proposal shall provide for an implementation date of the common capacity calculation methodology using the flow-based approach of no longer than two years after the participation of all SEE Energy Community Contracting Parties in the single day-ahead coupling.  The TSOs from **Contracting Parties** which have borders with other regions are encouraged to join the initiatives to implement a common flow-based capacity calculation methodology with these regions.  5. At the time when two or more adjacent capacity calculation regions in the same synchronous area implement a capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead or the intraday market time-frame, they shall be considered as one region for this purpose and the TSOs from this region shall submit within six months a proposal for applying a common capacity calculation methodology using the flow-based approach for the day-ahead or intraday market time-frame. The proposal shall  provide for an implementation date of the common cross regional capacity calculation methodology of no longer than 12 months after the implementation of the flow-based approach in these regions for the methodology for the day-ahead market time-frame, and 18 months for the methodology for the intraday time-frame. The timelines indicated in this paragraph may be adapted in accordance with paragraph 6.  The methodology in the two capacity calculation regions which have initiated developing a common capacity calculation methodology may be implemented first before developing a common capacity calculation methodology with any further capacity calculation region.  6. If the TSOs concerned are able to demonstrate that the application of common flow-based methodologies in accordance with paragraphs 4 and 5 would not yet be more efficient assuming the same level of operational  security, they may jointly request the competent regulatory authorities to postpone the deadlines.  7. TSOs may jointly request the competent regulatory authorities to apply the coordinated net transmission capacity approach in regions and bidding zone borders **<…>**, if the TSOs concerned are able to demonstrate that the application of the capacity calculation methodology using the flow-based approach would not yet be more efficient compared to the coordinated net transmission capacity approach and assuming the same level of operational security in the concerned region.  8. To enable market participants to adapt to any change in the capacity calculation approach, the TSOs concerned shall test the new approach alongside the existing approach and involve market participants for at least six months before implementing a proposal for changing their capacity calculation approach.  9. The TSOs of each capacity calculation region applying the flow-based approach shall establish and make available a tool which enables market participants to evaluate the interaction between cross-zonal capacities and cross-zonal exchanges between bidding zones.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 21***  **Metodologia de calcul al capacităților**  (1) Propunerea pentru o metodologie comună de calcul al capacităților pentru o regiune de calcul al capacităților determinată în conformitate cu articolul 20 alineatul (2) cuprinde cel puțin următoarele elemente pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților:  (a) metodologiile de calcul al datelor de intrare utilizate în calculul capacităților, care includ următorii parametri:  (i) o metodologie de determinare a marjei de fiabilitate, în conformitate cu articolul 22;  (ii) 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 articolul 23;  (iii) metodologia de determinare a mecanismelor de modificare a generării, în conformitate cu articolul 24;  (iv) metodologia de determinare a acțiunilor de remediere care trebuie luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu articolul 25;  (b) o descriere detaliată a metodei de calcul al capacităților, care include următoarele:  (i) o descriere matematică a metodei de calcul al capacităților aplicate, utilizând diferite date de intrare pentru calculul capacităților;  (ii) norme pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile interne și interzonale pentru a asigura conformitatea cu punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (iii) norme pentru luarea în considerare, după caz, a capacității interzonale alocate anterior;  (iv) norme privind ajustarea fluxurilor de energie prin elementele critice de rețea sau a capacității interzonale ca urmare a acțiunilor de remediere, în conformitate cu articolul 25;  (v) 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;  (vi) pentru metoda bazată pe capacitatea 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;  (vii) 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;  (c) o metodologie de validare a capacității interzonale, în conformitate cu articolul 26.  (2) Pentru intervalul de timp al calculului capacităților intrazilnice, metodologia de calcul al capacităților precizează, de asemenea, frecvența reevaluării capacității, în conformitate cu articolul 14 alineatul (4), precizând motivele care stau la baza frecvenței alese.  (3) 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.  (4) Toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților utilizează, pe cât posibil, date de intrare armonizate pentru calculul capacităților. Până la 31 decembrie 2020, toate regiunile trebuie să utilizeze o metodologie armonizată de calcul al capacităților care prevede în special o metodologie armonizată de calcul al capacităților pentru metoda bazată pe flux și metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată. Armonizarea metodologiei de calcul al capacităților face obiectul unei evaluări a eficienței în ceea ce privește armonizarea metodologiilor bazate pe flux și a metodologiilor bazate pe capacitatea netă de transport coordonată care asigură același nivel de siguranță în funcționare. Toate OTS-urile prezintă evaluarea cu o propunere de tranziție către o metodologie armonizată de calcul al capacităților tuturor autorităților de reglementare în termen de 12 luni de la data la care cel puțin două regiuni de calcul al capacităților au pus în aplicare o metodologie comună de calcul al capacităților în conformitate cu articolul 20 alineatul (5). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 21***  **Capacity calculation methodology**  1. The proposal for a common capacity calculation methodology for a capacity calculation region determined in accordance with Article 20(2) shall include at least the following items for each capacity calculation time-frame:  (a) methodologies for the calculation of the inputs to capacity calculation, which shall include the following parameters:  (i) a methodology for determining the reliability margin in accordance with Article 22;  (ii) the methodologies for determining operational security limits, contingencies relevant to capacity calculation and allocation constraints that may be applied in accordance with Article 23;  (iii) the methodology for determining the generation shift keys in accordance with Article 24;  (iv) the methodology for determining remedial actions to be considered in capacity calculation in accordance with Article 25.  (b) a detailed description of the capacity calculation approach which shall include the following:  (i) a mathematical description of the applied capacity calculation approach with different capacity calculation inputs;  (ii) rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges to ensure compliance with **Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2002/03/MC-EnC**;  (iii) rules for taking into account, where appropriate, previously allocated cross-zonal capacity;  (iv) rules on the adjustment of power flows on critical network elements or of cross-zonal capacity due to remedial actions in accordance with Article 25;  (v) for the flow-based approach, a mathematical description of the calculation of power transfer distribution factors and of the calculation of available margins on critical network elements;  (vi) for the coordinated net transmission capacity approach, the rules for calculating cross-zonal capacity, including the rules for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;  (vii) where the power flows on critical network elements are influenced by cross-zonal power exchanges in different capacity calculation regions, the rules for sharing the power flow capabilities of critical network elements among different capacity calculation regions in order to accommodate these flows.  (c) a methodology for the validation of cross-zonal capacity in accordance with Article 26.  2. For the intraday capacity calculation time-frame, the capacity calculation methodology shall also state the frequency at which capacity will be reassessed in accordance with Article 14(4), giving reasons for the chosen frequency.  3. The capacity calculation methodology shall include a fallback procedure for the case where the initial  capacity calculation does not lead to any results.  4. All TSOs in each capacity calculation region shall, as far as possible, use harmonised capacity calculation inputs. **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 22***  **Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate**  (1) 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, OTS-urile relevante 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.  2) 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:  (a) 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;  (b) 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.  (3) În cadrul metodologiei de determinare a marjei de fiabilitate, OTS-urile stabilesc, de asemenea, principii comune armonizate pentru derivarea marjei de fiabilitate din distribuția de probabilitate.  (4) Pe baza metodologiei adoptate în conformitate cu alineatul (1), OTS-urile determină marja de fiabilitate respectând limitele de siguranță în funcționare și ținând seama de incertitudinile dintre intervalul de timp al calculului capacităților și timpul real, precum și de acțiunile de remediere disponibile după calculul capacităților.  (5) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, OTS-urile în cauză 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 22***  **Reliability margin methodology**  1. The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a methodology to determine the reliability margin. The methodology to determine the reliability margin shall consist of two steps. First, the relevant TSOs shall estimate the probability distribution of deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time. Second, the reliability margin shall be calculated by deriving a value from the probability distribution.  2. The methodology to determine the reliability margin shall set out the principles for calculating the probability distribution of the deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realised power flows in real time, and specify the uncertainties to be taken into account in the calculation. To determine those uncertainties, the methodology shall in particular take into account:  (a) unintended deviations of physical electricity flows within a market time unit caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;  (b) uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between the capacity calculation time-frame and real time, for the market time unit being considered.  3. In the methodology to determine the reliability margin, TSOs shall also set out common harmonized principles for deriving the reliability margin from the probability distribution.  4. On the basis of the methodology adopted in accordance with paragraph 1, TSOs shall determine the reliability margin respecting the operational security limits and taking into account uncertainties between the capacity calculation time-frame and real time, and the remedial actions available after capacity calculation.  5. For each capacity calculation time-frame, the TSOs concerned shall determine the reliability margin for critical network elements, where the flow-based approach is applied, and for cross-zonal capacity, where the coordinated net transmission capacity approach is applied.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 23***  **Metodologii pentru limitele de siguranță în funcționare, contingențe și restricții de alocare**  (1) Fiecare OTS respectă limitele de siguranță în funcționare și contingențele utilizate în analizele privind siguranța în funcționare.  (2) 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, OTS-urile 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.  (3) În cazul în care OTS-urile aplică restricții de alocare, acestea pot fi determinate doar utilizând:  (a) 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  (b) restricții care au scopul de a crește surplusul economic pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare sau a piețelor intrazilnice. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 23***  **Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints**  1. Each TSO shall respect the operational security limits and contingencies used in operational security analysis.  2. If the operational security limits and contingencies used in capacity calculation are not the same as those used in operational security analysis, TSOs shall describe in the proposal for the common capacity calculation methodology the particular method and criteria they have used to determine the operational security limits and contingencies used for capacity calculation.  3. If TSOs apply allocation constraints, they can only be determined using:  (a) constraints that are needed to maintain the transmission system within operational security limits and that cannot be transformed efficiently into maximum flows on critical network elements; or  (b) constraints intended to increase the economic surplus for single day-ahead or intraday coupling.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 24***  **Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării**  (1) 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 articolul 18.  (2) 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 producției sau a consumului în modelul comun de rețea. Această prognoză ține cont în special de informațiile metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 24***  **Generation shift keys methodology**  1. The proposal for a common capacity calculation methodology shall include a proposal for a methodology to determine a common generation shift key for each bidding zone and scenario developed in accordance with Article 18.  2. The generation shift keys shall represent the best forecast of the relation of a change in the net position  of a bidding zone to a specific change of generation or load in the common grid model. That forecast shall notably take into account the information from the generation and load data provision methodology.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 25***  **Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților**  (1) Fiecare OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților definește în mod individual acțiunile de remediere disponibile care trebuie luate în considerare la calculul capacităților pentru îndeplinirea obiectivelor prezentului regulament.  (2) Fiecare OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților se coordonează cu alte OTS-uri din regiunea respectivă 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.  (3) Pentru ca măsurile de remediere să poată fi luate în considerare la calculul capacităților, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților convin asupra utilizării măsurilor de remediere care necesită acțiunea mai multor OTS-uri.  (4) Fiecare OTS se 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 articolul 22, să fie suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare.  (5) În calculul capacităților, fiecare OTS ia în considerare acțiuni de remediere care nu implică costuri.  (6) Fiecare OTS se 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 25***  **Methodology for remedial actions in capacity calculation**  1. Each TSO within each capacity calculation region shall individually define the available remedial actions to be taken into account in capacity calculation to meet the objectives of this Regulation.  2. Each TSO within each capacity calculation region shall coordinate with the other TSOs in that region the use of remedial actions to be taken into account in capacity calculation and their actual application in real time operation.  3. To enable remedial actions to be taken into account in capacity calculation, all TSOs in each capacity calculation region shall agree on the use of remedial actions that require the action of more than one TSO.  4. Each TSO shall ensure that remedial actions are taken into account in capacity calculation under the condition that the available remedial actions remaining after calculation, taken together with the reliability margin referred to in Article 22, are sufficient to ensure operational security.  5. Each TSO shall take into account remedial actions without costs in capacity calculation.  6. Each TSO shall ensure that the remedial actions to be taken into account in capacity calculation are the same for all capacity calculation time-frames, taking into account their technical availabilities for each capacity calculation time-frame.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 26***  **Metodologia de validare a capacității interzonale**  (1) Fiecare OTS validează și are dreptul să corecteze capacitatea interzonală relevantă pentru granițele zonei de ofertare a OTS-ului respectiv sau elementele critice de rețea furnizate de calculatorii capacității coordonate, în conformitate cu articolele 27-31.  (2) În cazul în care se aplică o metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, toate OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților includ în metodologia de calcul al capacităților menționată la articolul 21 o regulă pentru repartizarea corecției capacității interzonale între diferite granițe ale zonelor de ofertare.  (3) Fiecare OTS poate reduce capacitatea interzonală în cursul validării capacității interzonale menționate la alineatul (1) din motive de siguranță în funcționare.  (4) Fiecare calculator al capacității coordonate se coordonează cu calculatorii capacității coordonate din vecinătate în cursul procesului de calcul și de validare a capacităților.  (5) Fiecare calculator al capacității coordonate raportează, o dată la trei luni, toate reducerile efectuate în cursul validării capacității interzonale în conformitate cu alineatul (3) 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.  (6) Toate autoritățile de reglementare din regiunea de calcul al capacităților decid dacă publică integral sau parțial raportul menționat la alineatul (5). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 26***  **Cross-zonal capacity validation methodology**  1. Each TSO shall validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO’s bidding zone borders or critical network elements provided by the coordinated capacity calculators in accordance with Articles 27 to 31.  2. Where a coordinated net transmission capacity approach is applied, all TSOs in the capacity calculation region shall include in the capacity calculation methodology referred to in Article 21 a rule for splitting the correction of cross-zonal capacity between the different bidding zone borders.  3. Each TSO may reduce cross-zonal capacity during the validation of cross-zonal capacity referred to in paragraph 1 for reasons of operational security.  4. Each coordinated capacity calculator shall coordinate with the neighbouring coordinated capacity calculators during capacity calculation and validation.  5. Each coordinated capacity calculator shall, every three months, report all reductions made during the validation of cross-zonal capacity in accordance with paragraph 3 to all regulatory authorities of the capacity calculation region. This report shall include the location and amount of any reduction in cross-zonal capacity and shall give reasons for the reductions.  6. All the regulatory authorities of the capacity calculation region shall decide whether to publish all or part of the report referred to in paragraph 5.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 4**  **P r o c e s u l d e c a l c u l a l c a p a c i t ă ț i l o r**  ***Articolul 27***  **Dispoziții generale**  (1) În termen de șase luni de la adoptarea deciziilor referitoare la metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul menționată la articolul 16 și la metodologia privind modelul comun de rețea menționată la articolul 17, toate OTS-urile organizează procesul de fuzionare a modelelor individuale de rețea.  (2) În termen de patru luni de la adoptarea deciziilor privind metodologiile de calcul al capacității prevăzute la articolele 20 și 21, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților desemnează în comun calculatorii capacității coordonate și stabilesc norme privind operațiunile acestora.  (3) Toate OTS-urile din fiecare regiune 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 elaborat în conformitate cu articolul 31.  (4) Pe baza celor mai recente informații disponibile, toate OTS-urile examinează și actualizează în mod regulat și cel puțin o dată pe an:  (a) limitele de siguranță în funcționare, contingențele și restricțiile de alocare utilizate pentru calculul capacităților;  (b) 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;  (c) acțiunile de remediere luate în considerare în calculul capacităților;  (d) aplicarea metodologiilor pentru determinarea mecanismelor de modificare a generării, a elementelor critice de rețea și a contingențelor menționate la articolele 22-24. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 4**  **The capacity calculation process**  ***Article 27***  **General provisions**  1. **<…>**  2. No later than **six** months after the **establishment of** the capacity calculation **regions** referred to in Article **15(1)**, all the TSOs in each capacity calculation region shall jointly set up the coordinated capacity calculators and establish rules governing their operations.  3. All TSOs of each capacity calculation region shall review the quality of data submitted within the capacity calculation every second year as part of the biennial report on capacity calculation and allocation produced in accordance with Article 31  4. Using the latest available information, all TSOs shall regularly and at least once a year review and update:  (a) the operational security limits, contingencies and allocation constraints used for capacity calculation;  (b) the probability distribution of the deviations between expected power flows at the time of capacity  calculation and realised power flows in real time used for calculation of reliability margins;  (c) the remedial actions taken into account in capacity calculation;  (d) the application of the methodologies for determining generation shift keys, critical network elements and contingencies referred to in Articles 22 to 24.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 28***  **Crearea unui model comun de rețea**  (1) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților menționat la articolul 14 alineatul (1), fiecare unitate generatoare sau consumatoare care face obiectul articolului 16 transmite datele specificate în metodologia de furnizare a datelor privind producția și consumul către OTS responsabil pentru aria de control în cauză, în termenele specificate.  (2) Fiecare unitate generatoare sau consumatoare care furnizează informații în conformitate cu articolul 16 alineatul (3) transmite setul de estimări cel mai fiabil cu putință.  (3) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, fiecare OTS stabilește modelul individual de rețea pentru fiecare scenariu în conformitate cu articolul 19, în vederea fuzionării modelelor individuale de rețea într-un model comun de rețea.  (4) Fiecare OTS furnizează OTS-urilor responsabile 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.  (5) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților se creează un singur model comun de rețea, la nivelul întregii Uniuni, pentru fiecare scenariu, astfel cum este prevăzut la articolul 18, prin fuzionarea datelor de intrare ale tuturor OTS-urilor care aplică procesul de calcul al capacităților prevăzut la alineatul (3) din prezentul articol. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 28***  **Merging into the common grid model**  1. For each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1), each generator or load unit subject to Article 16 shall provide the data specified in the generation and load data provision methodology to the TSO responsible for the respective control area within the specified deadlines.  2. Each generator or load unit providing information pursuant to Article 16(**5**) shall deliver the most reliable set of estimations practicable.  3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.  4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid model.  5. For each capacity calculation time-frame a single, **<…>** common grid model **as referred to Article 9(6)(d) is** created **<…>**.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 29***  **Calculul regional al capacității interzonale**    (1) Pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților, fiecare OTS furnizează calculatorilor capacității coordonate și celorlalte OTS-uri din regiunea de calcul al capacităților următoarele: limitele de funcționare în siguranță, mecanismele de modificare a generării, acțiunile de remediere, marjele de fiabilitate, restricțiile de alocare și capacitatea interzonală alocată anterior.  (2) 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 articolul 28 alineatul (5).  (3) La calculul capacității interzonale, fiecare calculator al capacității coordonate:  (a) utilizează mecanisme de modificare a generării pentru a calcula impactul modificărilor pozițiilor nete din zona de ofertare și al fluxurilor pe liniile electrice directe;  (b) 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 articolul 21; și  (c) se asigură că toate seturile de poziții nete și de fluxuri pe liniile electrice directe din zona de ofertare care nu depășesc capacitatea interzonală respectă marjele de fiabilitate și limitele de siguranță în funcționare în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (a) punctele (i) și (ii) și iau în considerare capacitatea interzonală alocată anterior în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (iii).  (4) 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 articolul 21 alineatul (1) litera (a) punctul (iv).  (5) Fiecare calculator al capacității coordonate aplică normele de repartizare stabilite în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (vi).  (6) Fiecare calculator al capacității coordonate respectă descrierea matematică a metodei aplicate pentru calculul capacităților stabilite în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (i).  (7) Fiecare calculator al capacității coordonate care aplică metoda bazată pe flux:  (a) utilizează datele privind limitele de siguranță în funcționare pentru calculul fluxurilor maxime prin elementele critice de rețea;  (b) utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și contingențele pentru calculul factorilor de distribuție pentru transferul de energie;  (c) 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;  (d) calculează fluxurile prin elementele critice de rețea pentru fiecare scenariu (ținând seama de contingențe) 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 articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (ii);  (e) calculează marjele disponibile pe elementele critice de rețea, ținând seama de contingențe, care sunt egale cu fluxurile maxime din care se scad fluxurile ajustate menționate la litera (d), marjele de fiabilitate și fluxurile care rezultă din capacitatea interzonală alocată anterior;  (f) 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 articolul 25.  (8) Fiecare calculator al capacității coordonate care aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată:  (a) utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și contingențele 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;  (b) ajustează schimbul maxim de energie utilizând acțiunile de remediere luate în considerare în calculul capacităților, în conformitate cu articolul 25;  (c) ajustează schimbul maxim de energie aplicând normele pentru prevenirea discriminărilor nejustificate între schimburile de energie interne și interzonale în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (ii);  (d) aplică normele stabilite în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (b) punctul (vi) privind repartizarea eficientă a capacităților de flux de energie ale elementelor critice de rețea între diferite granițe ale zonelor de ofertare;  (e) calculează capacitatea interzonală, care este egală cu schimbul maxim de energie ajustat pentru marja de fiabilitate și capacitatea interzonală alocată anterior.  (9) Fiecare calculator al capacității coordonate cooperează cu calculatorii capacității coordonate din vecinătate. OTS-urile învecinate asigură o astfel de cooperare prin schimbul și confirmarea informațiilor privind interdependența cu calculatorii capacității coordonate regionali relevanți, în scopul calculului și validării capacităților. OTS-urile învecinate furnizează informațiile privind interdependența către calculatorii capacității coordonate înainte de calculul capacităților. O evaluare a acurateței informațiilor respective și măsurile corective se includ în raportul bienal întocmit în conformitate cu articolul 31, după caz.  (10) Fiecare calculator al capacității coordonate stabilește:  (a) 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  (b) 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.  (11) Fiecare calculator al capacității coordonate transmite capacitatea interzonală către fiecare OTS din regiunea sa de calcul al capacităților în vederea validării în conformitate cu articolul 21 alineatul (1) litera (c). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 29***  **Regional calculation of cross-zonal capacity**  1. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall provide the coordinated capacity calculators and all other TSOs in the capacity calculation region with the following items: operational security limits, generation shift keys, remedial actions, reliability margins, allocation constraints and previously allocated cross-zonal capacity.  2. Each coordinated capacity calculator shall perform an operational security analysis applying operational security limits by using the common grid model created for each scenario in accordance with Article 28(5).  3. When calculating cross-zonal capacity, each coordinated capacity calculator shall:  (a) use generation shift keys to calculate the impact of changes in bidding zone net positions and of flows  on direct current lines;  (b) ignore those critical network elements that are not significantly influenced by the changes in bidding zone net positions according to the methodology set out in Article 21; and,  (c) ensure that all sets of bidding zone net positions and flows on direct current lines not exceeding cross-zonal capacity comply with reliability margins and operational security limits in accordance with Article 21(1)(a)(i) and (ii), and take into account previously allocated cross-zonal capacity in accordance with Article 21(1)(b)(iii).  4. Each coordinated capacity calculator shall optimise cross-zonal capacity using available remedial actions taken into account in capacity calculation in accordance with Article 21(1)(a)(iv).  5. Each coordinated capacity calculator shall apply the sharing rules established in accordance with Article 21(1)(b)(vi).  6. Each coordinated capacity calculator shall respect the mathematical description of the applied capacity calculation approach established in accordance with Article 21(1)(b)(i).  7. Each coordinated capacity calculator applying the flow-based approach shall:  (a) use data on operational security limits to calculate the maximum flows on critical network elements;  (b) use the common grid model, generation shift keys and contingencies to calculate the power transfer distribution factors;  (c) use power transfer distribution factors to calculate the flows resulting from previously allocated cross-zonal capacity in the capacity calculation region;  (d) calculate flows on critical network elements for each scenario (taking into account contingencies), and adjust them by assuming no cross-zonal power exchanges within the capacity calculation region, applying the rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal power exchanges established in accordance with Article 21(1)(b)(ii);  (e) calculate the available margins on critical network elements, taking into account contingencies, which shall equal the maximum flows reduced by adjusted flows referred to in point (d), reliability margins, and flows resulting from previously allocated cross-zonal capacity;  (f) adjust the available margins on critical network elements or power transfer distribution factors using available remedial actions to be considered in capacity calculation in accordance with Article 25.  8. Each coordinated capacity calculator applying the coordinated net transmission capacity approach shall:  (a) use the common grid model, generation shift keys and contingencies to calculate maximum power exchange on bidding zone borders, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits;  (b) adjust maximum power exchange using remedial actions taken into account in capacity calculation in accordance with Article 25;  (c) adjust maximum power exchange, applying rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges in accordance with Article 21(1)(b)(ii);  (d) apply the rules set out in accordance with Article 21(1)(b)(vi) for efficiently sharing the power flow capabilities of critical network elements among different bidding zone borders;  (e) calculate cross-zonal capacity, which shall be equal to maximum power exchange adjusted for the reliability margin and previously allocated cross-zonal capacity.  9. Each coordinated capacity calculator shall cooperate with the neighbouring coordinated capacity calculators.  Neighbouring TSOs shall ensure such cooperation by exchanging and confirming information on interdependency with the relevant regional coordinated capacity calculators, for the purposes of capacity  calculation and validation. Neighbouring TSOs shall provide information on interdependency to the coordinated capacity calculators before capacity calculation. An assessment of the accuracy of this information and corrective measures shall be included in the biennial report drafted in accordance with Article 31, where appropriate.  10. Each coordinated capacity calculator shall set:  (a) flow-based parameters for each bidding zone within the capacity calculation region, if applying the flow-based approach; or  (b) cross-zonal capacity values for each bidding zone border within the capacity calculation region, if applying the coordinated net transmission capacity approach.  11. Each coordinated capacity calculator shall submit the cross-zonal capacity to each TSO within its capacity calculation region for validation in accordance with Article 21(1)(c).  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 30***  **Validarea și livrarea capacității interzonale**  (1) Fiecare OTS validează rezultatele calculului capacităților regionale pentru granițele zonei de ofertare sau elementele critice de rețea aferente, în conformitate cu articolul 26.  (2) Fiecare OTS transmite validările sale ale capacităților și restricțiile sale de alocare către calculatorii capacității coordonate relevanți și către celelalte OTS-uri din regiunile de calcul al capacităților relevante.  (3) Fiecare calculator al capacității coordonate furnizează capacitățile interzonale validate și restricțiile de alocare în scopul alocării capacităților în conformitate cu articolele 46 și 58. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 30***  **Validation and delivery of cross-zonal capacity**  1. Each TSO shall validate the results of the regional capacity calculation for its bidding zone borders or critical network elements, in accordance with Article 26.  2. Each TSO shall send its capacity validation and allocation constraints to the relevant coordinated capacity calculators and to the other TSOs of the relevant capacity calculation regions.  3. Each coordinated capacity calculator shall provide the validated cross-zonal capacities and allocation constraints for the purposes of allocating capacity in accordance with Articles 46 and 58.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 5**  **R a p o r t u l b i e n a l p r i v i n d c a l c u l u l ș i a l o c a r e a c a p a c i t ă ț i l o r**  ***Articolul 31***  **Raportul bienal privind calculul și alocarea capacităților**  (1) În termen de doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, ENTSO pentru energie electrică întocmește un raport privind calculul și alocarea capacităților și îl transmite agenției.  (2) La cererea agenției, la fiecare al doilea an următor, ENTSO pentru energie electrică întocmește un raport privind calculul și alocarea capacităților și îl transmite agenției.  (3) Pentru fiecare zonă de ofertare, graniță a unei zone de ofertare sau regiune de calcul al capacităților, raportul privind calculul și alocarea capacităților conține cel puțin:  (a) metoda de calcul al capacităților utilizată;  (b) indicatori statistici privind marjele de fiabilitate;  (c) indicatori statistici privind capacitatea interzonală, inclusiv restricțiile de alocare, după caz, pentru fiecare interval de timp al calculului capacităților;  (d) indicatori de calitate pentru informațiile utilizate pentru calculul capacităților;  (e) după caz, măsurile propuse pentru a îmbunătăți calculul capacităților;  (f) pentru regiunile în care se aplică metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, o analiză privind respectarea în continuare a condițiilor prevăzute la articolul 20 alineatul (7);  (g) 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 articolul 15 alineatul (3), după caz;  (h) 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 guvernanță.  (4) După consultarea agenției, toate OTS-urile convin împreună cu privire la indicatorii statistici și de calitate pentru raport. Agenția poate solicita modificarea acestor indicatori, înainte ca OTS-urile să convină asupra acestora sau în timpul aplicării acestora.  (5) Agenția decide cu privire la publicarea parțială sau integrală a raportului bienal. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 5**  **Biennial report on capacity calculation and allocation**  ***Article 31***  **Biennial report on capacity calculation and allocation**  1. **Within three** years after the entry into force of this Regulation, ENTSO for Electricity**, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,** shall **include the Contracting Parties’ bidding zones in the <…>** report on capacity calculation and allocation **<…> drafted in accordance with Article 31(1) of Regulation (EU) 2015/1222**.  2. <…>  3. For each bidding zone, bidding zone border and capacity calculation region, the report on capacity calculation and allocation shall contain at least:  (a) the capacity calculation approach used;  (b) statistical indicators on reliability margins;  (c) statistical indicators of cross-zonal capacity, including allocation constraints where appropriate for each capacity calculation time-frame;  (d) quality indicators for the information used for the capacity calculation;  (e) where appropriate, proposed measures to improve capacity calculation;  (f) for regions where the coordinated net transmission capacity approach is applied, an analysis of whether the conditions specified in Article 20(7) are still fulfilled;  (g) indicators for assessing and following in the longer term the efficiency of single day-ahead and intraday coupling, including the merging of capacity calculation regions in accordance with Article 15(3) where  relevant;  (h) recommendations for further development of single day-ahead and intraday coupling, including further harmonisation of methodologies, processes and governance arrangements.  4. After consulting the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators,** all TSOs shall jointly agree on the statistical and quality indicators for the report. The **Energy Community Regulatory Board and the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** may require the amendment of those indicators, prior to the agreement by the TSOs or during their application.  5. **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 2***  ***Configurația zonelor de ofertare***  ***Articolul 32***  **Revizuirea configurațiilor existente ale zonelor de ofertare**  (1) O revizuire a configurației existente a unei zone de ofertare poate fi lansată de către:  (a) agenție, în conformitate cu articolul 34 alineatul (7);  (b) mai multe autorități de reglementare, în baza unei recomandări din partea agenției în conformitate cu articolul 34;  (c) OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților, împreună cu toate OTS-urile în cauză ale căror arii de control, inclusiv interconexiunile, se află în aria geografică în care configurația zonei de ofertare trebuie evaluată în conformitate cu alineatul (2) litera (a);  (d) o singură autoritate de reglementare sau un OTS cu aprobarea autorității sale de reglementare competente, pentru zonele de ofertare din interiorul ariei de control a OTS-ului, dacă configurația zonelor de ofertare are un impact neglijabil asupra ariilor de control ale OTS-urilor învecinate, inclusiv interconexiunile, și revizuirea configurației zonelor de ofertare este necesară pentru a îmbunătăți eficiența sau pentru a menține siguranța în funcționare;  (e) statele membre dintr-o regiune de calcul al capacităților.  (2) În cazul în care revizuirea este lansată în conformitate cu alineatul (1) literele (a), (b), (c) sau (e), entitatea care deschide revizuirea precizează:  (a) zona geografică în care configurația zonelor de ofertare trebuie evaluată și zonele geografice învecinate pentru care trebuie să fie luate în considerare impacturile;  (b) OTS-urile participante;  (c) autoritățile de reglementare participante.  (3) În cazul în care revizuirea este deschisă în conformitate cu alineatul (1) litera (d), se aplică următoarele condiții:  (a) zona geografică în care este evaluată configurația zonelor de ofertare se limitează la aria de control a OTS-ului relevant, inclusiv interconexiunile;  (b) OTS din aria de control relevantă este singurul OTS care participă la revizuire;  (c) autoritatea de reglementare competentă este singura autoritate de reglementare care participă la revizuire;  (d) OTS relevant și, respectiv, autoritatea de reglementare relevantă, transmit OTS-urilor și autorităților de reglementare învecinate o notificare în prealabil convenită de comun acord cu privire la deschiderea revizuirii, cu prezentarea motivelor; și  (e) se specifică condițiile de revizuire și se publică rezultatele revizuirii și propunerea pentru autoritățile de reglementare relevante.  (4) Procesul de revizuire este alcătuit din două etape.  (a) Într-o primă etapă, OTS-urile care participă la o revizuire a configurației zonelor de ofertare elaborează metodologia și ipotezele care vor fi utilizate în procesul de revizuire și propun configurații alternative ale zonelor de ofertare în vederea evaluării.  Propunerea privind metodologia și ipotezele, precum și configurațiile alternative ale zonelor de ofertare, se transmit autorităților de reglementare participante, care pot solicita modificări coordonate în termen de trei luni.  (b) Într-o a doua etapă, OTS-urile care participă la o revizuire a configurației zonelor de ofertare:  (i) evaluează și compară configurațiile actuale ale zonelor de ofertare și fiecare configurație alternativă a zonelor de ofertare utilizând criteriile specificate la articolul 33;  (ii) organizează o consultare în conformitate cu articolul 12 și un atelier privind propunerile de configurații alternative ale zonelor de ofertare în comparație cu configurația actuală a zonelor de ofertare, inclusiv termenele de punere în aplicare, cu excepția cazului în care configurația zonelor de ofertare are un impact neglijabil asupra ariilor de control ale OTS-urilor învecinate;  (iii) prezintă o propunere comună de menținere sau de modificare a configurației zonelor de ofertare către statele membre și autoritățile de reglementare participante în termen de 15 luni de la decizia de deschidere a revizuirii.  (c) La primirea propunerii comune de menținere sau de modificare a configurației zonei de ofertare în conformitate cu punctul (iii) de mai sus, statele membre participante sau, în cazul în care este prevăzut de statele membre, autoritățile de reglementare, ajung la un acord în termen de șase luni cu privire la propunerea de menținere sau de modificare a configurației zonei de ofertare.  (5) La cererea OTS-urilor, OPEED-urile sau participanții la piață furnizează OTS-urilor care participă la revizuirea unei zone de ofertare informații care să permită evaluarea configurațiilor zonelor de ofertare. Aceste informații sunt comunicate numai între OTS-urile participante în scopul unic de a evalua configurațiile zonelor de ofertare.  (6) Inițiativa de revizuire a configurației zonelor de ofertare și rezultatele acesteia se publică de ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care revizuirea a fost deschisă în conformitate cu alineatul (1) litera (d), de către OTS participant. | Anexă  la Legea nr.\_\_/2024 cu privire la energia electrică    **Principiile revizuirii configurației existente a zonelor de ofertare**  1. Revizuirea configurației existente a unei zone de ofertare poate fi lansată prin:  a) Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice și, în măsura în care Statele Membre ale Uniunii Europene sunt afectate, ACER dacă raportul tehnic privind zonele de ofertare actuale elaborat de ENTSO-E sau raportul de piață elaborat de ACER relevă ineficiențe în configurația actuală a zonei de ofertare;  b) mai multe autorități de reglementare, în urma unei recomandări din partea Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice sau a ACER;  c) operatorii sistemelor de transport ai unei regiuni de calcul a capacităților, împreună cu toți operatorii sistemelor de transport interesați ale căror zone de control, inclusiv interconexiunile, se află în aria geografică în care se evaluează configurația zonei de ofertare în conformitate cu pct. 2 lit. a);  d) o singură autoritate de reglementare sau un singur operator al sistemului de transport, cu aprobarea autorității sale de reglementare competente, pentru zonele de ofertare din interiorul zonei de control a operatorului sistemului de transport, dacă configurația zonei de ofertare are un impact neglijabil asupra zonelor de control ale operatorilor sistemelor de transport învecinați, inclusiv interconexiuni, iar revizuirea configurației zonei de ofertare este necesară pentru a îmbunătăți eficiența sau pentru a menține securitatea în funcționare;  e) altă Parte Contractantă a Comunității Energetice sau Stat Membru al Uniunii Europene din regiunea de calcul a capacităților.  2. Dacă revizuirea este lansată în conformitate cu pct.1 lit. a), b), c) sau e), entitatea care lansează revizuirea va specifica:  a) aria geografică în care se va evalua configurația zonei de ofertare și zonele geografice învecinate pentru care se iau în considerare impacturile;  b) operatorii sistemelor de transport participanți;  c) autoritățile de reglementare participante.  3. Dacă revizuirea este lansată în conformitate cu pct. 1, lit. d), se aplică următoarele condiții:  a) aria geografică în care este evaluată configurația zonei de ofertare se limitează la aria de control a operatorului sistemului de transport relevant, inclusiv interconexiunile;  b) operatorul sistemului de transport din zona de control relevantă este singurul operator al sistemului de transport care participă la revizuire;  c) autoritatea de reglementare competentă este singura autoritate de reglementare care participă la revizuire;  d) operatorul sistemului de transport și, respectiv, autoritatea de reglementare relevantă, comunică operatorilor sistemelor de transport și autorităților de reglementare vecine o notificare prealabilă convenită de comun acord cu privire la lansarea revizuirii, cu prezentarea motivelor; și  e) vor fi specificate condițiile pentru revizuire și publicate rezultatele revizuirii și propunerea pentru autoritățile de reglementare relevante.  4. Procesul de revizuire constă în două etape:  1) în prima etapă, operatorii sistemelor de transport care participă la o revizuire a configurației zonei de ofertare vor dezvolta metodologia și ipotezele care vor fi utilizate în procesul de revizuire și vor propune configurații alternative ale zonei de ofertare pentru evaluare. Propunerea privind metodologia și ipotezele, precum și configurația alternativă a zonei de ofertare va fi transmisă autorităților de reglementare participante, care pot solicita modificări coordonate în termen de trei luni.  2) în a doua etapă, operatorii sistemelor de transport care participă la o revizuire a configurației zonei de ofertare:  a) evaluează și compară configurația actuală a zonei de ofertare și fiecare configurație alternativă a zonei de ofertare, utilizând criteriile specificate la pct. 7;  b) organizează o consultare și un atelier privind propunerile de configurații alternative a zonei de ofertare față de configurația existentă a zonei de ofertare, inclusiv termenele de punere în aplicare, cu excepția cazului în care configurația zonei de ofertare are un impact neglijabil asupra zonelor de control ale operatorilor sistemelor de transport învecinate;  c) prezintă o propunere comună de menținere sau modificare a configurației zonei de ofertare către Statele Membre ale Uniunii Europene și Părțile Contractante ale Comunității Energetice participante și autorităților de reglementare participante în termen de 15 luni de la decizia de lansare a revizuirii.  3) la primirea propunerii comune de menținere sau modificare a configurației zonei de ofertare conform subpct. 2) lit. c), Părțile Contractante ale Comunității Energetice și Statele Membre ale Uniunii Europene sau, după caz, Părțile Contractante ale Comunității Energetice și Statele Membre ale Uniunii Europene, autoritățile de reglementare ajung la un acord în termen de șase luni cu privire la propunerea de menținere sau de modificare a configurației zonei de ofertare.  5. Operatorii pe piața de energie electrică desemnați sau participanții la piață furnizează, la cererea operatorilor sistemelor de transport care participă la o revizuire a unei zone de ofertare, informații care să le permită să evalueze configurațiile zonei de ofertare. Aceste informații sunt comunicate numai între operatorii sistemelor de transport participanți în scopul unic de a evalua configurațiile zonelor de ofertare.  6. Inițiativa de revizuire a configurației zonelor de ofertare și rezultatele acesteia se publică de către ENTSO-E, sau în cazul în care revizuirea a fost lansată în conformitate cu pct. 1 lit. d), de către operatorul sistemului de transport participant. | Compatibil | ***CHAPTER 2***  ***Bidding zone configuration***  ***Article 32***  **Reviewing existing bidding zone configurations**  1. A review of an existing bidding zone configuration may be launched by:  (a) the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators,** in accordance with Article 34(7);  (b) several regulatory authorities, pursuant to a recommendation from the **Energy Community Regulatory Board or the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** in accordance with Article 34;  (c) TSOs of a capacity calculation region, together with all concerned TSOs whose control areas, including interconnectors, are within the geographic area in which the bidding zone configuration shall be assessed in accordance with paragraph 2(a);  (d) one single regulatory authority or TSO with the approval of its competent regulatory authority, for the bidding zones inside the TSO’s control area, if the bidding zone configuration has negligible impact on neighbouring TSOs’ control areas, including interconnectors, and the review of bidding zone configuration is necessary to improve efficiency, or to maintain operational security;  (e) Member States **and Contracting Parties** in a capacity calculation region.  2. If a review is launched in accordance with paragraph 1(a),(b), (c) or (e), the entity launching the review shall specify:  (a) the geographic area in which bidding zone configuration shall be assessed and the neighbouring geographic areas for which impacts shall be taken into account;  (b) the participating TSOs;  (c) the participating regulatory authorities.  3. If a review is launched in accordance with paragraph 1(d), the following conditions shall apply:  (a) the geographic area in which bidding zone configuration is assessed shall be limited to the control area of the relevant TSO, including interconnectors;  (b) the TSO of the relevant control area shall be the only TSO participating in the review;  (c) the competent regulatory authority shall be the only regulatory authority participating in the review;  (d) the relevant TSO and regulatory authority, respectively, shall give the neighbouring TSOs and regulatory authorities mutually agreed prior notice of the launch of the review, giving reasons; and  (e) the conditions for the review shall be specified, and the results of the review and proposal for the relevant regulatory authorities shall be published.  4. The review process shall consist of two steps.  (a) In the first step, the TSOs participating in a review of bidding zone configuration shall develop the methodology and assumptions that will be used in the review process and propose alternative bidding zone configurations for the assessment.  The proposal on methodology and assumptions and alternative bidding zone configuration shall be submitted to the participating regulatory authorities, which shall be able to require coordinated amendments within three months.  (b) In the second step, the TSOs participating in a review of bidding zone configuration shall:  (i) assess and compare the current bidding zone configuration and each alternative bidding zone configuration using the criteria specified in Article 33;  (ii) hold a consultation in accordance with Article 12 and a workshop regarding the alternative bidding zone configuration proposals compared to the existing bidding zone configuration, including timescales for implementation, unless the bidding zone configuration has negligible impact on neighbouring TSOs’ control areas;  (iii) submit a joint proposal to maintain or amend the bidding zone configuration to the participating **Contracting Parties and** Member States **(for their interconnections with Contracting Parties)** and the participating regulatory authorities within 15 months of the decision to launch a review.  (c) On receiving the joint proposal to maintain or to amend the bidding zone configuration in accordance with point (iii) above, the participating Member States **and Contracting Parties or, where provided by Member States and Contracting Parties**, the regulatory authorities shall within six months reach an agreement on the proposal to maintain or amend the bidding zone configuration.  1. NEMOs or market participants shall, if requested by TSOs, provide the TSOs participating in a review of a bidding zone with information to enable them to assess bidding zone configurations. This information shall be shared only between the participating TSOs for the sole purpose of assessing bidding zone configurations.  2. The initiative for the review of the bidding zones configuration and its results shall be published by ENTSO for Electricity**, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC,** or if the review was launched in accordance with paragraph 1(d), by the participating TSO. |
| ***Articolul 33***  **Criteriile de revizuire a configurațiilor zonelor de ofertare**  (1) În cazul în care o revizuire a configurației zonelor de ofertare este efectuată în conformitate cu articolul 32, se iau în considerare cel puțin următoarele criterii:  (a) în ceea ce privește siguranța rețelelor:  (i) capacitatea configurațiilor zonelor de ofertare de a asigura siguranța în funcționare și securitatea aprovizionării;  (ii) gradul de incertitudine în calculul capacității interzonale.  (b) în ceea ce privește eficiența generală a pieței:  (i) orice creștere sau scădere a eficienței economice care decurge din modificare;  (ii) eficiența pieței, incluzând cel puțin costurile de garantare a fermității capacităților, a lichidității pieței, a concentrării pieței și a puterii de piață, facilitarea unei concurențe efective, semnalele referitoare la preț pentru construirea infrastructurii, acuratețea și soliditatea semnalelor referitoare la preț;  (iii) costurile de tranzacție și de tranziție, inclusiv costurile de modificare a obligațiilor contractuale existente suportate de participanții la piață, OPEED-uri și OTS-uri;  (iv) costurile de construire a unor infrastructuri noi care pot reduce congestiile existente;  (v) necesitatea de a garanta că rezultatul pieței este fezabil fără necesitatea aplicării extensive a unor acțiuni de remediere ineficiente din punct de vedere economic;  (vi) orice efecte adverse ale tranzacțiilor interne asupra altor zone de ofertare pentru a asigura conformitatea cu punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (vii) impactul asupra funcționării și eficienței mecanismelor de echilibrare și a proceselor de remediere a dezechilibrelor.  (c) în ceea ce privește stabilitatea și soliditatea zonelor de ofertare:  (i) necesitatea stabilității și solidității zonelor de ofertare de-a lungul timpului;  (ii) necesitatea ca zonele de ofertare să fie coerente pentru toate intervalele de timp ale calculului capacităților;  (iii) necesitatea ca fiecare unitate generatoare și consumatoare să aparțină unei singure zone de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței;  (iv) localizarea și frecvența congestiilor, dacă congestiile structurale influențează delimitarea zonelor de ofertare, luând în considerare orice investiții viitoare care ar putea reduce congestiile existente. | Anexă  la Legea nr.\_\_/2024 cu privire la energia electrică    **Principiile revizuirii configurației existente a zonelor de ofertare**  7. La revizuirea configurației zonei de ofertare în conformitate cu prezenta anexă, se iau în considerare cel puțin următoarele criterii:  a) în ceea ce privește securitatea rețelelor electrice:  - capacitatea configurațiilor zonelor de ofertare de a asigura siguranța în funcționare și securitatea aprovizionării;  - gradul de incertitudine în calculul capacității interzonale;  b) în ceea ce privește eficiența generală a pieței:  - orice creștere sau scădere a eficienței economice care decurge din modificare;  - eficiența pieței, incluzând cel puțin costurile de garantare a fermității capacităților, a lichidității pieței, a concentrării pieței și a puterii de piață, facilitarea unei concurențe efective, semnalele referitoare la preț pentru construirea infrastructurii, acuratețea și soliditatea semnalelor referitoare la preț;  - costurile de tranzacție și de tranziție, inclusiv costurile de modificare a obligațiilor contractuale existente suportate de participanții la piață, operatorii pe piața de energie electrică nominalizați și operatorii sistemelor de transport;  - costurile de construire a unor noi infrastructuri care pot reduce congestiile existente;  - necesitatea de a garanta că rezultatul pieței este fezabil fără necesitatea aplicării extensive a unor acțiuni de remediere ineficiente din punct de vedere economic;  - orice efecte adverse ale tranzacțiilor interne asupra altor zone de ofertare pentru a asigura respectarea prevederilor stabilite la Articolul 44 alin. (10);  - impactul asupra funcționării și eficienței mecanismelor de echilibrare și a proceselor de remediere a dezechilibrelor.  c) în ceea ce privește stabilitatea și soliditatea zonelor de ofertare:  - necesitatea stabilității și solidității zonelor de ofertare de-a lungul timpului;  - necesitatea ca zonele de ofertare să fie coerente pentru toate intervalele de timp ale calculului capacităților;  - necesitatea ca fiecare unitate generatoare și consumatoare să aparțină unei singure zone de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței;  - localizarea și frecvența congestiilor, dacă congestiile structurale influențează delimitarea zonelor de ofertare, luând în considerare orice investiții viitoare care ar putea reduce congestiile existente. | Compatibil | ***Article 33***  **Criteria for reviewing bidding zone configurations**  1. If a review of bidding zone configuration is carried out in accordance with Article 32, at least the following criteria shall be considered:  (a) in respect of network security:  (i) the ability of bidding zone configurations to ensure operational security and security of supply;  (ii) the degree of uncertainty in cross–zonal capacity calculation.  (b) in respect of overall market efficiency:  (i) any increase or decrease in economic efficiency arising from the change;  (ii) market efficiency, including, at least the cost of guaranteeing firmness of capacity, market liquidity, market concentration and market power, the facilitation of effective competition, price signals for building infrastructure, the accuracy and robustness of price signals;  (iii) transaction and transition costs, including the cost of amending existing contractual obligations incurred by market participants, NEMOs and TSOs;  (iv) the cost of building new infrastructure which may relieve existing congestion;  (v) the need to ensure that the market outcome is feasible without the need for extensive application of economically inefficient remedial actions;  (vi) any adverse effects of internal transactions on other bidding zones to ensure compliance with **Article 16(9) of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2002/03/MC-EnC**;  (vii) the impact on the operation and efficiency of the balancing mechanisms and imbalance settlement processes.  (c) in respect of the stability and robustness of bidding zones:  (i) the need for bidding zones to be sufficiently stable and robust over time;  (ii) the need for bidding zones to be consistent for all capacity calculation time-frames;  (iii) the need for each generation and load unit to belong to only one bidding zone for each market time unit;  (iv) the location and frequency of congestion, if structural congestion influences the delimitation of bidding zones, taking into account any future investment which may relieve existing congestion. |
| (2) O revizuire a zonelor de ofertare în conformitate cu articolul 32 include scenarii care iau în considerare o serie de evoluții probabile ale infrastructurii pe o perioadă de 10 ani începând cu anul următor anului în care a fost luată decizia de deschidere a revizuirii. | Anexă  la Legea nr.\_\_/2024 cu privire la energia electrică    **Principiile revizuirii configurației existente a zonelor de ofertare**  8. Revizuirea zonei de ofertare include scenarii care iau în considerare o serie de evoluții probabile ale infrastructurii pe o perioadă de 10 ani, începând cu anul următor anului în care a fost luată decizia de lansare a revizuirii. | Compatibil | 2. A bidding zone review in accordance with Article 32 shall include scenarios which take into account a range of likely infrastructure developments throughout the period of 10 years starting from the year following the year in which the decision to launch the review was taken. |
| ***Articolul 34***  **Raportarea periodică cu privire la configurațiile zonelor de ofertare de către ENTSO pentru energie electrică și agenție**    (1) Agenția evaluează eficiența configurației actuale a zonelor de ofertare o dată la trei ani.  Agenția:  (a) solicită ENTSO pentru energie electrică să întocmească un raport tehnic privind configurația actuală a zonelor de ofertare; și  (b) întocmește un raport de piață care evaluează impactul configurației actuale a zonelor de ofertare asupra eficienței pieței.  (2) Raportul tehnic prevăzut la alineatul (1) al doilea paragraf litera (a) include cel puțin:  (a) o listă de congestii structurale și alte congestii fizice majore, inclusiv locurile și frecvența;  (b) 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;  (c) 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;  (d) veniturile din congestii și costurile legate de fermitate;  (e) un scenariu care să cuprindă o perioadă de 10 ani.  (3) Fiecare OTS furnizează date și analize care să permită întocmirea în timp util a raportului tehnic privind configurația actuală a zonelor de ofertare.  (4) ENTSO pentru energie electrică transmite agenției raportul tehnic privind configurația actuală a zonelor de ofertare în termen de nouă luni de la cererea agenției.  (5) Raportul tehnic privind configurația actuală a zonelor de ofertare acoperă ultimii trei ani calendaristici compleți anteriori cererii agenției.  (6) Fără a aduce atingere obligațiilor de confidențialitate prevăzute la articolul 13, ENTSO pentru energie electrică pune raportul tehnic la dispoziția publicului.  (7) În cazul în care raportul tehnic sau raportul de piață evidențiază ineficiențe ale configurației actuale a zonelor de ofertare, agenția poate solicita OTS-urilor să inițieze o revizuire a unei configurații existente a zonelor de ofertare în conformitate cu articolul 32 alineatul (1). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 34***  **Regular reporting on current bidding zone configuration <…>**  1. The **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC-EnC** shall assess the efficiency of current bidding zone configuration every three years.  **They** shall:  (a) request ENTSO for Electricity**, acting in accordance with Article 3 of Procedural Act No 2022/01/ MC-EnC and Article 14 of Regulation (EU) 2019/943, as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC,** to **extend the** technical report on current bidding zone configuration **drafted in accordance with Article 34(1)(a) of Regulation (EU) 2015/1222 to include the Contracting Parties<…>** and  (b) draft a market report evaluating the impact of current bidding zone configuration on market efficiency.  2. The technical report referred to in paragraph 1 second subparagraph point (a) shall include at least:  (a) a list of structural congestion and other major physical congestion, including locations and frequency;  (b) an analysis of the expected evolution or removal of physical congestion resulting from investment in networks or from significant changes in generation or in consumption patterns;  (c) an analysis of the share of power flows that do not result from the capacity allocation mechanism, for each capacity calculation region, where appropriate;  (d) congestion incomes and firmness costs;  (e) a scenario encompassing a ten year time-frame.  3. Each TSO shall provide data and analysis to allow the technical report on current bidding zone configuration to be produced in a timely manner.  4. ENTSO for Electricity shall deliver to the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent**  **Member States are affected, the** Agency **for the Cooperation of Energy Regulators**, the technical report on current bidding zone configuration no later than nine months after the request by the **Energy Community Regulatory Board or the** Agency **for the Cooperation of Energy Regulators**.  5. **Where feasible, the report under this Regulation shall be aligned with the technical report delivered pursuant to Article 34(3) of Regulation (EU) 2015/1222, and** shall cover the last three full calendar years preceding the request by the **Energy Community Regulatory Board or the** Agency **for the Cooperation of Energy Regulators**.  6. Without prejudice to the confidentiality obligations provided for in Article 13, ENTSO for Electricity shall make the technical report available to the public.  7. If the technical or market report reveals inefficiencies in the current bidding zone configuration, the **Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators,** may request TSOs to launch a review of an existing bidding zone configuration in accordance with Article 32(1).  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 3***  ***Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă***  ***Articolul 35***  **Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate**  (1) În termen de 16 luni de la aprobarea de către autoritățile de reglementare a regiunilor de calcul al capacităților menționate la articolul 15, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților elaborează o propunere de metodologie comună pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Metodologia pentru redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate include acțiuni cu relevanță transfrontalieră și permite tuturor OTS-urilor din fiecare regiune de calcul al capacităților să reducă congestiile fizice indiferent dacă motivele congestiei fizice se încadrează sau nu în principal în afara ariei 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 ariei de control a OTS-ului.  (3) Fiecare OTS poate redispeceriza toate unitățile generatoare și consumatoare disponibile în conformitate cu mecanismele și acordurile adecvate aplicabile în aria sa de control, inclusiv interconexiunile.  În termen de 26 de luni de la aprobarea de către autoritățile de reglementare a regiunilor de calcul al capacităților, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților elaborează un raport care face obiectul consultării în conformitate cu articolul 12 și în care evaluează coordonarea și armonizarea progresivă a acestor mecanisme și acorduri și include propuneri. Raportul se transmite autorităților lor de reglementare în vederea evaluării. Propunerile din raport împiedică aceste mecanisme și acorduri să denatureze piața.  (4) Fiecare OTS evită să ia măsuri unilaterale sau necoordonate de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă cu relevanță transfrontalieră. Fiecare OTS coordonează utilizarea resurselor de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă, luând în considerare impactul acestora asupra siguranței în funcționare și eficienței economice.  (5) Unitățile generatoare și consumatoare relevante furnizează OTS-urilor 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:  (a) prețurile de pe piețele energiei electrice relevante pentru intervalul de timp relevant; sau  (b) costul resurselor de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă calculat în mod transparent pe baza costurilor suportate.  (6) Unitățile generatoare și consumatoare furnizează ex ante toate informațiile necesare pentru calculul costurilor de redispecerizare și comercializare în contrapartidă către OTS-urile relevante. Aceste informații vor fi transmise între OTS-urile relevante numai în scopuri de redispecerizare și comercializare în contrapartidă. | **Articolul 46. Redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă**  (2) Operatorul sistemului de transport aplică redispecerizarea coordonată de relevanță transfrontalieră sau comercializarea în contrapartidă cu alți operatori relevanți al sistemului de transport la nivel regional, în conformitate cu o metodologie comună privind comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea coordonată. Costurile asociate aplicării redispecerizării coordonate de relevanță transfrontalieră sau comercializarea în contrapartidă cu alți operatori relevanți ai sistemelor de transport sunt distribuite între operatorii sistemelor de transport implicați în conformitate cu o metodologie de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă.  (3) Operatorul sistemului de transport se abține de la aplicarea măsurilor unilaterale sau necoordonate de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă cu relevanță transfrontalieră. Operatorii sistemelor de transport coordonează utilizarea resurselor de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, luând în considerare impactul acestora asupra siguranței în funcționare și eficienței economice.  (4) Metodologia comună pentru comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea coordonată, precum și metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă menționate la alin. (2) se elaborează de către operatorul sistemului de transport, împreună cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași regiune de calcul a capacității și se aprobă în conformitate cu liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  (5) Redispecerizarea cu relevanță transfrontalieră sau comercializarea în contrapartidă se coordonează cu redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă aplicată în interiorul zonei de control.  (9) Operatorul sistemului de transport raportează anual Agenției cu privire la:  a) nivelul de dezvoltare și eficacitate a mecanismelor de redispecerizare bazate pe mecanisme de piață pentru centralele electrice, instalațiile de stocare a energiei și pentru instalațiile de consum dispecerizabil;  b) motivele, cantitățile în MWh și tipul sursei de producere supuse redispecerizării;  c) măsurile luate pentru a reduce necesitatea redispecerizării descendente a centralelor electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau a centralelor electrice de cogenerare de înaltă eficiență în viitor, inclusiv investiții în digitalizarea infrastructurii rețelei electrice de transport și în servicii care sporesc flexibilitatea. | Parțial compatibil | ***CHAPTER 3***  ***Redispatching and countertrading***  ***Article 35***  **Coordinated redispatching and countertrading**  1. Within 16 months **upon entry into force of this Regulation**, all the TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for coordinated redispatching and countertrading.  The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.  2. The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall include actions of cross-border relevance and shall enable all TSOs in each capacity calculation region to effectively relieve physical congestion irrespective of whether the reasons for the physical congestion fall mainly outside their control area or not. The methodology for coordinated redispatching and countertrading shall address the fact that its application may significantly influence flows outside the TSO’s control area.  3. Each TSO may redispatch all available generation units and loads in accordance with the appropriate mechanisms and agreements applicable to its control area, including interconnectors.  By 26 months **upon entry into force of this Regulation**, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a report, subject to consultation in accordance with Article 12, assessing the progressive coordination and harmonisation of those mechanisms and agreements and including proposals. The report shall be submitted to their respective regulatory authorities for their assessment. The proposals in the report shall prevent these mechanisms and agreements from distorting the market.  4. Each TSO shall abstain from unilateral or uncoordinated redispatching and countertrading measures of cross-border relevance. Each TSO shall coordinate the use of redispatching and countertrading resources taking into account their impact on operational security and economic efficiency.  5. The relevant generation units and loads shall give TSOs the prices of redispatching and countertrading before redispatching and countertrading resources are committed.  Pricing of redispatching and countertrading shall be based on:  (a) prices in the relevant electricity markets for the relevant time-frame; or  (b) the cost of redispatching and countertrading resources calculated transparently on the basis of incurred  costs.  6. Generation units and loads shall *ex-ante* provide all information necessary for calculating the redispatching and countertrading cost to the relevant TSOs. This information shall be shared between the relevant TSOs for redispatching and countertrading purposes only.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii și cerințe cu caracter general privind redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă. Alte prevederi privind redispecerizarea și comerțul în contrapartidă, stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 4***  ***Dezvoltarea algoritmilor***  ***Articolul 36***  **Dispoziții generale**  (1) Toate OPEED-urile dezvoltă, mențin și operează următorii algoritmi:  (a) un algoritm de cuplare prin preț;  (b) un algoritm de tranzacționare prin corelare continuă.  (2) OPEED-urile se asigură că algoritmul de cuplare prin preț și algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă îndeplinesc cerințele prevăzute la articolele 39 și, respectiv, 52.  (3) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OPEED-urile dezvoltă în cooperare cu OTS-urile o propunere de metodologie de ultimă instanță pentru a respecta obligațiile prevăzute la articolele 39 și, respectiv, 52. Propunerea de metodologie face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (4) Acolo unde este posibil, OPEED-urile folosesc soluții deja convenite pentru a pune în aplicare în mod eficient obiectivele prezentului regulament. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 4***  ***Algorithm development***  ***Article 36***  **General provisions**  1. All NEMOs shall **apply**:  (a) **the** price coupling algorithm**, and**  (b) **the** continuous trading matching algorithm **developed in accordance with Article 37 of Regulation (EU) 2015/1222**.  2. NEMOs shall ensure that the price coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm meet the requirements provided for in Articles 39 and 52 respectively.  3. **Upon integration into the single day-ahead coupling,** NEMOs shall in cooperation with TSOs **apply** back-up methodology **referred to Article 9(6)(f).**  4. Where possible, NEMOs shall use already agreed solutions to efficiently implement the objectives of this Regulation.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 37***  **Dezvoltarea algoritmilor**  (1) În termen de opt luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament:  (a) toate OTS-urile transmit în comun către toate OPEED-urile o propunere pentru un set comun de cerințe pentru alocarea eficientă a capacităților pentru a permite dezvoltarea algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă. Aceste cerințe precizează funcționalitățile și performanța, inclusiv termenele de livrare a rezultatelor cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice și detaliile privind capacitatea interzonală și restricțiile de alocare care trebuie respectate;  (b) toate OPEED-urile propun împreună un set comun de cerințe pentru corelarea eficientă pentru a permite dezvoltarea algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă.  (2) În termen de trei luni de la transmiterea propunerilor OTS și OPEED pentru un set comun de cerințe în conformitate cu alineatul (1), toate OPEED-urile dezvoltă o propunere de algoritm în conformitate cu aceste cerințe. Propunerea respectivă indică termenul de depunere a ofertelor primite de OPEED-uri care trebuie să îndeplinească funcțiile de OCP în conformitate cu articolul 7 alineatul (1) litera (b).  (3) Propunerea menționată la alineatul (2) se transmite tuturor OTS-urilor. În cazul în care este necesară o perioadă suplimentară pentru a elabora propunerea menționată, toate OPEED-urile lucrează împreună, cu sprijinul tuturor OTS-urilor, o perioadă de maximum două luni pentru a se asigura că propunerea este în conformitate cu alineatele (1) și (2).  (4) Propunerile menționate la alineatele (1) și (2) fac obiectul consultării în conformitate cu articolul 12.  (5) Toate OPEED-urile transmit propunerea elaborată în conformitate cu alineatele (2) și (3) autorităților de reglementare spre aprobare în termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament.  (6) În termen de cel mult doi ani de la aprobarea propunerii în conformitate cu alineatul (5), toate OTS-urile și toate OPEED-urile reexaminează funcționarea algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă și transmit raportul agenției. La cererea agenției, reexaminarea se repetă la fiecare doi ani. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 37***  **Algorithm development**  **<…>** |
| ***CAPITOLUL 5***  ***Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare***  **S e c ț i u n e a 1**  **A l g o r i t m u l d e c u p l a r e p r i n p r e ț**  ***Articolul 38***  **Obiectivele algoritmului de cuplare prin preț**  (1) Algoritmul de cuplare prin preț produce rezultatele prevăzute la articolul 39 alineatul (2), într-un mod care:  (a) 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;  (b) 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;  (c) facilitează formarea eficientă a prețurilor;  (d) respectă capacitatea interzonală și restricțiile de alocare a capacităților;  (e) este repetabil și ajustabil.  (2) 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 5***  ***Single day-ahead coupling***  **Section 1**  **The price coupling algorithm**  ***Article 38***  **Objectives of the price coupling algorithm**  1. The price coupling algorithm shall produce the results set out in Article 39(2), in a manner which:  (a) aims at maximising economic surplus for single day-ahead coupling for the price-coupled region for the next trading day;  (b) uses the marginal pricing principle according to which all accepted bids will have the same price per bidding zone per market time unit;  (c) facilitates efficient price formation;  (d) respects cross-zonal capacity and allocation constraints;  (e) is repeatable and scalable.  2. The price coupling algorithm shall be developed in such a way that it would be possible to apply it to a larger or smaller number of bidding zones.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 39***  **Datele de intrare și rezultatele algoritmului de cuplare prin preț**  (1) Pentru a produce rezultate, algoritmul de cuplare prin preț utilizează:  (a) restricțiile de alocare stabilite în conformitate cu articolul 23 alineatul (3);  (b) rezultatele capacității interzonale validate în conformitate cu articolul 30;  (c) ofertele transmise în conformitate cu articolul 40.  (2) Algoritmul de cuplare prin preț produce cel puțin următoarele rezultate simultan pentru fiecare unitate de timp a pieței:  (a) un preț de închidere unic pentru fiecare zonă de ofertare și unitate de timp a pieței în EUR/MWh;  (b) o poziție netă unică pentru fiecare zonă de ofertare și fiecare unitate de timp a pieței;  (c) informațiile care permit determinarea stadiului de executare a ofertelor.  (3) Toate OPEED-urile asigură acuratețea și eficiența rezultatelor obținute prin algoritmul unic de cuplare prin preț.  (4) Toate OTS-urile verifică dacă rezultatele algoritmului de cuplare prin preț sunt coerente cu capacitatea interzonală și restricțiile de alocare. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 39***  **Inputs and results of the price coupling algorithm**  1. In order to produce results, the price coupling algorithm shall use:  (a) allocation constraints established in accordance with Article 23(3);  (b) cross-zonal capacity results validated in accordance with Article 30;  (c) orders submitted in accordance with Article 40.  2. The price coupling algorithm shall produce at least the following results simultaneously for each market time unit:  (a) a single clearing price for each bidding zone and market time unit in EUR/MWh;  (b) a single net position for each bidding zone and each market time unit;  (c) the information which enables the execution status of orders to be determined.  3. All NEMOs shall ensure the accuracy and efficiency of results produced by the single price coupling algorithm.  4. All TSOs shall verify that the results of the price coupling algorithm are consistent with cross-zonal capacity and allocation constraints.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 40***  **Produsele acoperite**  (1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, OPEED-urile transmit o propunere comună privind produsele care pot fi luate în considerare în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare. OPEED-urile se asigură că ofertele generate de aceste produse, transmise pentru algoritmul de cuplare prin preț, sunt exprimate în euro și se referă la timpul pieței.  (2) Toate OPEED-urile 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.  (3) În termen de doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament și ulterior din doi în doi ani, toate OPEED-urile consultă, în conformitate cu articolul 12:  (a) participanții la piață, pentru a se asigura că produsele disponibile corespund nevoilor lor;  (b) toate OTS-urile, pentru a se asigura că produsele țin seama în mod corespunzător de siguranța în funcționare;  (c) toate autoritățile de reglementare, pentru a se asigura că produsele disponibile sunt în conformitate cu obiectivele prezentului regulament.  (4) Toate OPEED-urile modifică produsele, dacă este necesar, în conformitate cu rezultatele consultării menționate la alineatul (3). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 40***  **Products accommodated**  1. **<…>** NEMOs shall ensure that orders resulting from **the** products **available** to the price coupling algorithm are expressed in euros and make reference to the market time.  2. All NEMOs shall ensure that the price coupling algorithm is able to accommodate orders resulting from these products covering one market time unit and multiple market time units.  3. By two years after the entry into force of this Regulation and in every second subsequent year, all NEMOs  shall consult, in accordance with Article 12:  (a) market participants, to ensure that available products reflect their needs;  (b) all TSOs, to ensure products take due account of operational security;  (c) all regulatory authorities, to ensure that the available products comply with the objectives of this Regulation.  4. All NEMOs shall amend the products if needed pursuant to the results of the consultation referred to in paragraph 3.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 41***  **Prețuri maxime și minime**  (1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OPEED-urile, în cooperare cu OTS-urile relevante, elaborează o propunere privind prețurile de închidere minime și maxime armonizate care trebuie aplicate în toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare. Propunerea ia în considerare o estimare a valorii consumului pierdut.  Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Toate OPEED-urile transmit propunerea spre aprobare autorităților de reglementare.  În cazul în care un stat membru a prevăzut că o altă autoritate decât autoritatea națională de reglementare are competența de a aproba prețurile de închidere maxime și minime la nivel național, autoritatea de reglementare se consultă cu autoritatea relevantă în ceea ce privește impactul propunerii pe piețele naționale.  După primirea unei decizii de aprobare din partea tuturor autorităților de reglementare, toate OPEED-urile informează OTS-urile în cauză cu privire la respectiva decizie fără întârzieri nejustificate. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 41***  **Maximum and minimum prices**  1. **Upon integration into the single day-ahead coupling**, **<…>** NEMOs shall, in cooperation with the relevant TSOs, **apply the** maximum and minimum **<…>** prices **referred to in Article 9(6)(i)**. **<…>**  2. <…>  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 42***  **Stabilirea prețurilor capacității interzonale pentru ziua următoare**  (1) 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.  (2) Pentru capacitatea interzonală pentru ziua următoare nu se aplică taxe precum taxe de dezechilibru sau taxe adiționale, cu excepția prețurilor stabilite în conformitate cu alineatul (1). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 42***  **Pricing of day-ahead cross-zonal capacity**  1. The day-ahead cross-zonal capacity charge shall reflect market congestion and shall amount to the difference between the corresponding day-ahead clearing prices of the relevant bidding zones.  2. No charges, such as imbalance fees or additional fees, shall be applied to day-ahead cross-zonal capacity except for the pricing in accordance with paragraph 1.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 43***  **Metodologia de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare**  (1) În termen de16 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, OTS-urile 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 face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Metodologia descrie calculul și enumeră informațiile care trebuie să fie furnizate de către OPEED-urile relevante către calculatorul schimburilor planificate stabilit în conformitate cu articolul 8 alineatul (2) litera (g) și termenele pentru furnizarea acestor informații. Termenul pentru transmiterea informațiilor este ora 15:30 a pieței din ziua precedentă.  (3) Calculul se bazează pe pozițiile nete pentru fiecare unitate de timp a pieței.  (4) În termen de doi ani de la aprobarea de către autoritățile de reglementare din regiunea în cauză a propunerii menționate la alineatul (1), OTS-urile care aplică schimburile planificate reexaminează metodologia. Ulterior, la cererea autorităților de reglementare competente, metodologia se reexaminează o dată la doi ani. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 43***  **Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling**  1. By 16 months after **expiry of the deadline for transposition**, TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.  2. The methodology shall describe the calculation and shall list the information which shall be provided by the relevant NEMOs to the scheduled exchange calculator established in accordance with Article 8(2) (g) and the time limits for delivering this information. The time limit for delivering information shall be no later than 15.30 market time day-ahead.  3. The calculation shall be based on net positions for each market time unit.  4. No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, TSOs applying scheduled exchanges shall review the methodology.  Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the methodology shall be reviewed every two years.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 44***  **Stabilirea procedurilor de ultimă instanță**    În termen de 16 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS, în coordonare cu toate celelalte OTS-uri 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 face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 44***  **Establishment of fallback procedures**  By 16 months after the entry into force of this Regulation, each TSO, in coordination with all the other TSOs in the capacity calculation region, shall develop a proposal for robust and timely fallback procedures to ensure efficient, transparent and non-discriminatory capacity allocation in the event that the single day-ahead coupling process is unable to produce results.  The proposal for the establishment of fallback procedures shall be **aligned with the procedure established under Article 44 of Regulation (EU) 2015/1222 and shall be** subject to consultation in accordance with Article 12.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 45***  **Acorduri privind mai mult de un OPEED într-o singură zonă de ofertare și privind interconexiunile care nu sunt gestionate de OT-uri certificate**  (1) OTS-urile din zone de ofertare unde sunt desemnate și/sau oferă servicii de tranzacționare mai multe OPEED-uri, sau unde există interconexiuni care nu sunt gestionate de OTS-uri certificate în conformitate cu articolul 3 din Regulamentul 714/2009, elaborează o propunere de alocare a capacităților interzonale și alte acorduri necesare pentru astfel de zone de ofertare în cooperare cu respectivele OTS-uri, OPEED-uri și operatorii de interconexiuni care nu sunt certificați ca OTS-uri, 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 OTS-uri și OPEED-uri să adere la ele.  (2) Propunerea se transmite autorităților naționale de reglementare relevante spre aprobare în termen de 4 luni de la data la care mai multe OPEED-uri au fost desemnate și/sau au fost autorizate să ofere servicii de tranzacționare într-o zonă de ofertare sau în cazul în care o nouă interconexiune nu este gestionată de un OTS certificat. Pentru interconexiunile existente care nu sunt gestionate de OTS-uri certificate propunerea se depune în termen de patru luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 45***  **Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs**  1. TSOs in bidding zones where more than one NEMO is designated and/or offers trading services, or where interconnectors which are not operated by TSOs certified according to Article **51** of Regulation (EC) No **2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC** exist, shall develop a proposal for cross-zonal capacity allocation and other necessary arrangements for such bidding zones in cooperation with concerned TSOs, NEMOs and operators of interconnectors who are not certified as TSOs to ensure that the relevant NEMOs and interconnectors provide the necessary data and financial coverage for such arrangements. These arrangements must allow additional TSOs and NEMOs to join these arrangements.  2. The proposal shall be submitted to the relevant national regulatory authorities for approval within **twelve** months after more than one NEMO has been designated and/or allowed to offer trading services in a bidding zone or if a new interconnector is not operated by a certified TSO. For existing interconnectors which are not operated by certified TSOs the proposal shall be submitted within **twelve** months after entry into force of this Regulation.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 2**  **P r o c e s u l d e c u p l a r e u n i c ă a p i e ț e l o r p e n t r u z i u a u r m ă t o a r e**  ***Articolul 46***  **Furnizarea datelor de intrare**  (1) Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt furnizate OPEED-urilor relevante 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 a pieței din ziua precedentă.  (2) În cazul în care un calculator al capacității coordonate nu este în măsură să furnizeze 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 relevante. Aceste OPEED-uri publică imediat un anunț pentru participanții pe piață.  În astfel de cazuri, capacitatea interzonală și restricțiile de alocare trebuie furnizate de calculatorul capacității coordonate nu mai târziu de 30 de minute înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 2**  **The single day-ahead coupling process**  ***Article 46***  **Provision of input data**  1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints shall be provided to relevant NEMOs in time to ensure the publication of cross-zonal capacity and of allocation constraints to the market no later than 11.00 market time day-ahead.  2. If a coordinated capacity calculator is unable to provide for cross-zonal capacity and allocation constraints one hour prior to the day-ahead market gate closure time, that coordinated capacity calculator shall notify the relevant NEMOs. These NEMOs shall immediately publish a notice for market participants.  In such cases, cross-zonal capacity and allocation constraints shall be provided by the coordinated capacity calculator no later than 30 minutes before the day-ahead market gate closure time.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 47***  **Funcționarea cuplării unice a pieței pentru ziua următoare**  (1) Ora de deschidere a porții pieței pentru ziua următoare este cel târziu ora 11.00 a pieței din ziua precedentă.  (2) Ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare în fiecare zonă de ofertare este ora 12.00 a pieței din ziua precedentă. OTS-urile sau OPEED-urile din regiunea bazată pe regiunea CEE sau țările învecinate ale acesteia pot stabili o altă oră de închidere a porții până la alăturarea acestei regiuni la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare.  (3) Toți participanții la piață transmit toate ofertele către OPEED-urile relevante înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare, în conformitate cu articolele 39 și 40.  (4) Fiecare OPEED transmite ofertele primite în conformitate cu alineatul (3) pentru exercitarea funcțiilor de OCP în conformitate cu articolul 7 alineatul (2) înainte de ora specificată de toate OPEED-urile în propunerea de algoritm unic de cuplare prin preț prevăzută la articolul 37 alineatul (5).  (5) Ofertele corelate în cadrul cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare sunt considerate ferme.  (6) Funcțiile de OCP garantează anonimatul ofertelor transmise. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 47***  **Operation of single day-ahead coupling**  1. The day-ahead market gate opening time shall be at the latest 11:00 market time day-ahead.  2. The day-ahead market gate closure time in each bidding zone shall be noon market time day-ahead.  TSOs or NEMOs **<…>** may set a different gate closure time **they have** joined single day-ahead coupling.  3. Market participants shall submit all orders to the relevant NEMOs before day-ahead market gate closure time, in accordance with Articles 39 and 40.  4. Each NEMO shall submit the orders received in accordance with paragraph 3 to perform the MCO functions in accordance with Article 7(2) **in line with the price coupling algorithm applied in accordance with Article 36.**  5. Orders matched in single day-ahead coupling shall be considered firm.  6. MCO functions shall ensure anonymity of submitted orders.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 48***  **Furnizarea rezultatelor**  (1) Până la ora specificată de către toate OTS-urile în cerințele prevăzute la articolul 37 alineatul (1) litera (a), toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP furnizează rezultatele cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare:  (a) către toate OTS-urile, toți calculatorii capacității coordonate și toate OPEED-urile, pentru rezultatele precizate la articolul 39 alineatul (2) literele (a) și (b);  (b) către toate OPEED-urile, pentru rezultatele precizate la articolul 39 alineatul (2) litera (c).  (2) Fiecare OTS verifică faptul că rezultatele cuplării unice a pieței pentru ziua următoare prin algoritmul de cuplare prin preț menționat la articolul 39 alineatul (2) litera (b) au fost calculate în conformitate cu restricțiile de alocare și capacitatea interzonală validată.  (3) Fiecare OPEED verifică faptul că rezultatele cuplării unice a pieței pentru ziua următoare prin algoritmul de cuplare prin preț menționat la articolul 39 alineatul (2) litera (c) au fost calculate în conformitate cu ofertele.  (4) Fiecare OPEED informează participanții la piață în ceea ce privește stadiul de executare a ofertelor lor fără întârzieri nejustificate. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 48***  **Delivery of results**  1. **<…>** All NEMOs performing MCO functions shall deliver the single day-ahead coupling results:  (a) to all TSOs, all coordinated capacity calculators and all NEMOs, for the results specified in Article 39(2) (a) and (b);  (b) to all NEMOs, for the results specified in Article 39(2)(c).  2. Each TSO shall verify that the single day-ahead coupling results of the price coupling algorithm referred to in Article 39(2)(b) have been calculated in accordance with the allocation constraints and validated cross-zonal capacity.  3. Each NEMO shall verify that the single day-ahead coupling results of the price coupling algorithm referred to in Article 39(2)(c) have been calculated in accordance with the orders.  4. Each NEMO shall inform market participants on the execution status of their orders without unjustifiable delay.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 49***  **Calculul schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare**  (1) Fiecare calculator al schimburilor planificate calculează schimburile planificate între zonele de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței în conformitate cu metodologia stabilită la articolul 43.  (2) Fiecare calculator al schimburilor planificate notifică OPEED-urile relevante, contrapărțile centrale, agenții de transfer și OTS-urile cu privire la schimburile planificate convenite. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 49***  **Calculation of scheduled exchanges resulting from single day-ahead coupling**  1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in Article 43.  2. Each scheduled exchange calculator shall notify relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents and TSOs of the agreed scheduled exchanges.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 50***  **Inițierea procedurilor de ultimă instanță**  (1) În cazul în care toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP se află în imposibilitatea de a furniza o parte sau toate rezultatele algoritmului de cuplare prin preț înainte de ora specificată la articolul 37 alineatul (1) litera (a), se aplică procedurile de ultimă instanță stabilite în conformitate cu articolul 44.  (2) În cazul în care există riscul ca toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP să se afle în imposibilitatea de a furniza o parte sau toate rezultatele la termen, toate OPEED-urile notifică toate OTS-urile 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 50***  **Initiation of fallback procedures**  1. In the event that all NEMOs performing MCO functions are unable to deliver part or all of the results of the price coupling algorithm **applied in accordance with Article 36**, the fallback procedures established in accordance with Article 44 shall apply.  2. In cases where there is a risk that all NEMOs performing MCO functions are unable to deliver part or all of the results within the deadline, all NEMOs shall notify all TSOs as soon as the risk is identified. All NEMOs performing MCO functions shall immediately publish a notice to market participants that fallback procedures may be applied.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 6***  ***Cuplarea unică a piețelor intrazilnice***    **S e c ț i u n e a 1**  **O b i e c t i v e l e , c o n d i ț i i l e ș i r e z u l t a t e l e c u p l ă r i i u n i c e a p i e ț e l o r i n t r a z i l n i c e**  ***Articolul 51***  **Obiectivele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă**  (1) Între ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale și ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale, algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă determină ofertele care sunt selectate pentru corelare astfel încât corelarea:  (a) 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;  (b) să respecte restricțiile de alocare prevăzute în conformitate cu articolul 58 alineatul (1);  (c) să respecte capacitatea interzonală prevăzută în conformitate cu articolul 58 alineatul (1);  (d) să respecte cerințele de furnizare a rezultatelor prevăzute la articolul 60;  (e) este repetabil și ajustabil.  (2) Algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă produce rezultatele prevăzute la articolul 52 și corespunde capacităților și funcționalităților produsului prevăzute la articolul 53. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 6***  ***Single intraday coupling***  **Section 1**  **Objectives, conditions and results of single intraday coupling**  ***Article 51***  **Objectives of the continuous trading matching algorithm**  1. From the intraday cross-zonal gate opening time until the intraday cross-zonal gate closure time, the continuous  trading matching algorithm shall determine which orders to select for matching such that matching:  (a) aims at maximising economic surplus for single intraday coupling per trade for the intraday market time-frame by allocating capacity to orders for which it is feasible to match in accordance with the price and time of submission;  (b) respects the allocation constraints provided in accordance with Article 58(1);  (c) respects the cross-zonal capacity provided in accordance with Article 58(1);  (d) respects the requirements for the delivery of results set out in Article 60;  (e) is repeatable and scalable.  2. The continuous trading matching algorithm shall produce the results provided for in Article 52 and correspond to the product capabilities and functionalities set out in Article 53.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 52***  **Rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă**  (1) Toate OPEED-urile, ca parte a funcției lor de OCP, se asigură că algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă produce cel puțin următoarele rezultate:  (a) stadiul de executare a ofertelor și prețurile per tranzacție;  (b) o singură poziție netă pentru fiecare zonă de ofertare și unitate de timp a pieței în cadrul pieței intrazilnice.  (2) Toate OPEED-urile asigură acuratețea și eficiența rezultatelor obținute prin algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă.  (3) Toate OTS-urile verifică dacă rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă sunt coerente cu capacitatea interzonală și restricțiile de alocare, în conformitate cu articolul 58 alineatul (2). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 52***  **Results of the continuous trading matching algorithm**  1. All NEMOs, as part of their MCO function, shall ensure that the continuous trading matching algorithm  produces at least the following results:  (a) the execution status of orders and prices per trade;  (b) a single net position for each bidding zone and market time unit within the intraday market.  2. All NEMOs shall ensure the accuracy and efficiency of results produced by the continuous trading matching algorithm.  3. All TSOs shall verify that the results of the continuous trading matching algorithm are consistent with cross-zonal capacity and allocation constraints in accordance with Article 58(2).  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 53***  **Produsele acoperite**  (1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, OPEED-urile transmit o propunere comună privind produsele care pot fi luate în considerare în cuplarea unică a piețelor intrazilnice. OPEED-urile se asigură că toate ofertele generate de aceste produse depuse pentru a permite exercitarea funcțiilor de OCP în conformitate cu articolul 7 sunt exprimate în euro și se referă la timpul pieței și la unitatea de timp a pieței.  (2) Toate OPEED-urile se asigură că ofertele generate de aceste produse sunt compatibile cu caracteristicile capacității interzonale, care permit corelarea simultană a acestora.  (3) Toate OPEED-urile 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.  (4) În termen de doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament și ulterior din doi în doi ani, toate OPEED-urile consultă, în conformitate cu articolul 12:  (a) participanții la piață, pentru a se asigura că produsele disponibile corespund nevoilor lor;  (b) toate OTS-urile, pentru a se asigura că produsele țin seama în mod corespunzător de siguranța în funcționare;  (c) toate autoritățile de reglementare, pentru a se asigura că produsele disponibile sunt în conformitate cu obiectivele prezentului regulament.  (5) Toate OPEED-urile modifică produsele, dacă este necesar, în conformitate cu rezultatele consultării menționate la alineatul (4). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 53***  **Products accommodated**  1. **<…>** NEMOs shall ensure that all orders resulting from **the** products **available** to the MCO functions to be performed in accordance with Article 7 are expressed in euros and make reference to the market time and the market time unit.  2. All NEMOs shall ensure that orders resulting from these products are compatible with the characteristics of cross-zonal capacity, allowing them to be matched simultaneously.  3. All NEMOs shall ensure that the continuous trading matching algorithm is able to accommodate orders covering one market time unit and multiple market time units.  4. By two years after the entry into force of this Regulation and in every second subsequent year, all NEMOs shall consult in accordance with Article 12:  (a) market participants, to ensure that available products reflect their needs;  (b) all TSOs, to ensure products take due account of operational security;  (c) all regulatory authorities, to ensure that the available products comply with the objectives of this Regulation.  5. All NEMOs shall amend the products if needed pursuant to the results of the consultation referred to in paragraph 4.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 54***  **Prețuri maxime și minime**  (1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OPEED-urile, în cooperare cu OTS-urile relevante, elaborează o propunere privind prețurile de închidere minime și maxime armonizate care trebuie aplicate în toate zonele de ofertare care participă la cuplarea unică a piețelor intrazilnice. Propunerea ia în considerare o estimare a valorii consumului pierdut.  Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Toate OPEED-urile transmit propunerea spre aprobare către toate autoritățile de reglementare. În cazul în care un stat membru a prevăzut că o altă autoritate decât autoritatea națională de reglementare are competența de a aproba prețurile de închidere maxime și minime la nivel național, autoritatea de reglementare se consultă cu autoritatea relevantă în ceea ce privește impactul propunerii pe piețele naționale.  (3) După primirea unei decizii din partea autorităților de reglementare, toate OPEED-urile informează OTS-urile în cauză cu privire la respectiva decizie fără întârzieri nejustificate. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 54***  **Maximum and minimum prices**  1. **<…>** NEMOs shall, in cooperation with the relevant TSOs, **apply the** maximum and minimum prices  **referred to in Article 9(6)(i). <…>**  2. <…>  3. <…>  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 55***  **Stabilirea prețurilor capacității intrazilnice**  (1) Odată aplicată, metodologia unică de stabilire a prețurilor capacității intrazilnice interzonale elaborată în conformitate cu articolul 55 alineatul (3) reflectă congestia pieței și se bazează pe oferte reale.  (2) Înainte de aprobarea metodologiei unice de stabilire a prețurilor capacității intrazilnice interzonale prevăzute la alineatul (3), OTS-urile pot propune un mecanism de alocare a capacităților intrazilnice interzonale cu o stabilire a prețurilor fiabilă, în conformitate cu cerințele de la alineatul (1), în vederea aprobării de către autoritățile de reglementare ale statelor membre în cauză. Acest mecanism asigură faptul că prețul capacității intrazilnice interzonale este pus la dispoziția participanților la piață în momentul corelării ofertelor.  (3) În termen de 24 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează o propunere de metodologie unică de stabilire a prețurilor capacității intrazilnice interzonale. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (4) Pentru capacitatea intrazilnică interzonală nu se aplică taxe precum taxe de dezechilibru sau taxe adiționale, cu excepția prețurilor stabilite în conformitate cu alineatele (1), (2) și (3). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 55***  **Pricing of intraday capacity**  1. <…>  2. <…>  3. **<…>** All TSOs shall **apply the** single methodology for pricing intraday cross-zonal capacity **referred**  **to in Article 9(6)(j). <…>**  4. No charges, such as imbalance fees or additional fees, shall be applied to intraday cross-zonal capacity except for the pricing in accordance with paragraphs 1, 2 and 3 **of Regulation (EU) 2015/1222**.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 56***  **Metodologia de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice**  (1) În termen de 16 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, OTS-urile care intenționează să calculeze schimburile planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice elaborează o propunere de metodologie comună pentru acest calcul.  Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Metodologia descrie calculul și, dacă este necesar, enumeră informațiile pe care OPEED-urile relevante trebuie să le furnizeze calculatorului schimburilor planificate și termenele pentru furnizarea acestor informații.  (3) Calculul schimburilor planificate se bazează pe pozițiile nete, astfel cum se prevede la articolul 52 alineatul (1) litera (b).  (4) În termen de doi ani de la aprobarea de către autoritățile de reglementare din regiunea în cauză a propunerii menționate la alineatul (1), OTS-urile relevante reexaminează metodologia. Ulterior, la cererea autorităților de reglementare competente, OTS-urile reexaminează metodologia o dată la doi ani. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 56***  **Methodology for calculating scheduled exchanges resulting from single intraday coupling**  1. By 16 months after the **integration into single intraday coupling**, the TSOs which intend to calculate scheduled exchanges resulting from single intraday coupling shall develop a proposal for a common methodology for this calculation.  The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.  2. The methodology shall describe the calculation and, where required, shall list the information which the relevant NEMOs shall provide to the scheduled exchange calculator and the time limits for delivering this information.  3. The calculation of scheduled exchanges shall be based on net positions as specified in Article 52(1)(b).  4. No later than two years after the approval by the regulatory authorities of the concerned region of the proposal referred to in paragraph 1, the relevant TSOs shall review the methodology. Thereafter, if requested by the competent regulatory authorities, the TSOs shall review the methodology every two years.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 57***  **Acorduri privind mai mult de un OPEED într-o singură zonă de ofertare și privind interconexiunile care nu sunt gestionate de OTS-uri certificate**  (1) OTS-urile din zone de ofertare unde sunt desemnate și/sau oferă servicii de tranzacționare mai multe OPEED-uri, sau unde există interconexiuni care nu sunt gestionate de OTS-uri certificate în conformitate cu articolul 3 din Regulamentul 714/2009, elaborează o propunere de alocare a capacităților interzonale și alte acorduri necesare pentru astfel de zone de ofertare în cooperare cu respectivele OTS-uri, OPEED-uri și operatorii de interconexiuni care nu sunt certificați ca OTS-uri, 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 OTS-uri și OPEED-uri să adere la ele.  (2) Propunerea se supune spre aprobare autorităților naționale de reglementare relevante în termen de 4 luni de la data la care mai multe OPEED-uri au fost desemnate și/sau au fost autorizate să ofere servicii de tranzacționare într-o zonă de ofertare sau în cazul în care o nouă interconexiune nu este gestionată de un OTS certificat. Pentru interconexiunile existente care nu sunt gestionate de OTS-uri certificate propunerea se depune în termen de 4 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 57***  **Arrangements concerning more than one NEMO in one bidding zone and for interconnectors which are not operated by certified TSOs**  1. TSOs in bidding zones where more than one NEMO is designated and/or offers trading services, or where interconnectors which are not operated by TSOs certified according to Article **51** of Regulation (EC) No **2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC** exist, shall develop a proposal for cross-zonal capacity allocation and other necessary arrangements for such bidding zones in cooperation with concerned TSOs, NEMOs and operators of interconnectors who are not certified as TSOs to ensure that the relevant NEMOs and interconnectors provide the necessary data and financial coverage for such arrangements. These arrangements must allow additional TSOs and NEMOs to join these arrangements.  2. The proposal shall be submitted for approval by the relevant national regulatory authorities within **twelve** months of more than one NEMO being designated and/or allowed to offer trading services in a bidding zone or if a new interconnector is not operated by a certified TSO. For existing interconnectors which are not operated by certified TSOs the proposal shall be submitted within **twelve** months after entry into force of this Regulation.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 2**  **P r o c e s u l d e c u p l a r e u n i c ă a p i e ț e l o r i n t r a z i l n i c e**  ***Articolul 58***  **Furnizarea datelor de intrare**  (1) Fiecare calculator al capacității coordonate se asigură că capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt furnizate OPEED-urilor relevante cu cel puțin 15 minute înainte de ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale.  (2) În cazul în care sunt necesare actualizări ale capacității interzonale și ale restricțiilor de alocare, din cauza unor modificări operaționale din sistemul de transport, fiecare OTS notifică acest lucru calculatorilor capacității coordonate din regiunea sa de calcul al capacităților. Calculatorii capacității coordonate notifică apoi OPEED-urile relevante.  (3) În cazul în care oricare dintre calculatorii capacității coordonate nu poate respecta dispozițiile de la alineatul (1), calculatorul capacității coordonate în cauză notifică OPEED-urile relevante. OPEED-urile respective publică un anunț către toți participanții la piață fără întârzieri nejustificate. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 2**  **The single intraday coupling process**  ***Article 58***  **Provision of input data**  1. Each coordinated capacity calculator shall ensure that cross-zonal capacity and allocation constraints are provided to the relevant NEMOs no later than 15 minutes before the intraday cross-zonal gate opening time.  2. If updates to cross-zonal capacity and allocation constraints are required, due to operational changes on the transmission system, each TSO shall notify the coordinated capacity calculators in its capacity calculation region. The coordinated capacity calculators shall then notify the relevant NEMOs.  3. If any coordinated capacity calculator is unable to comply with paragraph 1, that coordinated capacity calculator shall notify the relevant NEMOs. These NEMOs shall publish a notice to all market participants without unjustifiable delay.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 59***  **Funcționarea cuplării unice a piețelor intrazilnice**  (1) În termen de 16 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile sunt responsabile cu propunerea orei de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale și a orei de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale se stabilește în așa fel încât aceasta:  (a) 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  (b) să ofere OTS-urilor și participanților la piață timp suficient pentru procesele de planificare și de echilibrare în funcție de rețea și de siguranța în funcționare.  (3) Se stabilește o singură oră de închidere a porții pieței 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.  (4) Tranzacționarea intrazilnică a energiei electrice pentru o anumită unitate de timp a pieței pentru o graniță între zone de ofertare începe cel târziu la ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale a granițelor relevante dintre zonele de ofertare și sunt permise până la ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale.  (5) Înainte de ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale, participanții la piață transmit OPEED-urilor relevante toate ofertele pentru o anumită unitate de timp a pieței. Toate OPEED-urile transmit ofertele pentru o anumită unitate de timp a pieței pentru corelare unică imediat după ce ofertele au fost primite de la participanții la piață.  (6) Ofertele corelate în cadrul cuplării unice a piețelor intrazilnice sunt considerate ferme.  (7) Funcțiile de OCP asigură anonimitatea ofertelor transmise prin registrul comun al ofertelor. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 59***  **Operation of single intraday coupling**  1. **<…>** TSOs shall **apply** the intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times **referred to in Article 9(6)(k)**. **<…>**  2. The intraday cross-zonal gate closure time shall be set in such a way that it:  (a) maximises market participants’ opportunities for adjusting their balances by trading in the intraday market time-frame as close as possible to real time; and  (b) provides TSOs and market participants with sufficient time for their scheduling and balancing processes in relation to network and operational security.  3. One intraday cross-zonal gate closure time shall be established for each market time unit for a given bidding zone border. It shall be at most one hour before the start of the relevant market time unit and shall take into account the relevant balancing processes in relation to operational security.  4. The intraday energy trading for a given market time unit for a bidding zone border shall start at the latest at the intraday cross-zonal gate opening time of the relevant bidding zone borders and shall be allowed until the intraday cross-zonal gate closure time.  5. Before the intraday cross-zonal gate closure time, market participants shall submit to relevant NEMOs all the orders for a given market time unit. All NEMOs shall submit the orders for a given market time unit for single matching immediately after the orders have been received from market participants.  6. Orders matched in single intraday coupling shall be considered firm.  7. MCO functions shall ensure the anonymity of orders submitted via the shared order book.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 60***  **Furnizarea rezultatelor**  (1) Toate OPEED-urile care exercită funcții de OCP furnizează rezultatele algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă:  (a) tuturor celorlalte OPEED-uri, pentru rezultatele privind stadiul de executare per tranzacție menționat la articolul 52 alineatul (1) litera (a);  (b) tuturor OTS-urilor și calculatorilor schimburilor planificate, pentru rezultatele privind pozițiile nete unice menționate la articolul 52 alineatul (1) litera (b).  (2) În cazul în care, în conformitate cu alineatul (1) litera (a), orice OPEED, din motive care nu țin de responsabilitatea sa, nu este în măsură să livreze aceste rezultate ale algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă, acesta notifică toate celelalte OPEED-uri.  (3) În cazul în care, în conformitate cu alineatul (1) litera (b), orice OPEED, din motive care nu țin de responsabilitatea sa, nu este în măsură să livreze aceste rezultate ale algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă, acesta notifică toate OTS-urile și fiecare calculator al schimburilor planificate într-un termen rezonabil și cât mai scurt posibil. Toate OPEED-urile informează participanții la piață în cauză.  (4) Toate OPEED-urile trimit, fără întârzieri nejustificate, informațiile necesare către participanții la piață pentru a se asigura că pot fi întreprinse acțiunile menționate la articolul 68 și la articolul 73 alineatul (3). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 60***  **Delivery of results**  1. All NEMOs performing MCO functions shall deliver the continuous trading matching algorithm results:  (a) to all other NEMOs, for results on the execution status per trade specified in Article 52(1)(a);  (b) to all TSOs and scheduled exchange calculators, for results single net positions specified in Article 52(1) (b).  2. If, in accordance with paragraph 1(a), any NEMO, for reasons outside its responsibility, is unable to deliver these continuous trading matching algorithm results, it shall notify all other NEMOs.  3. If, in accordance with paragraph 1(b), any NEMO, for reasons outside its responsibility, is unable to deliver these continuous trading matching algorithm results, it shall notify all TSOs and each scheduled exchange calculator as soon as reasonably practicable. All NEMOs shall notify the market participants concerned.  4. All NEMOs shall send, without undue delay, the necessary information to market participants to ensure that the actions specified in Articles 68 and 73(3) can be undertaken.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 61***  **Calculul schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice**  (1) Fiecare calculator al schimburilor planificate calculează schimburile planificate între zonele de ofertare pentru fiecare unitate de timp a pieței după metodologia stabilită în conformitate cu articolul 56.  (2) Fiecare calculator al schimburilor planificate notifică OPEED-urile relevante, contrapărțile centrale, agenții de transfer și OTS-urile cu privire la schimburile planificate convenite. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 61***  **Calculation of scheduled exchanges resulting from single intraday coupling**  1. Each scheduled exchange calculator shall calculate scheduled exchanges between bidding zones for each market time unit in accordance with the methodology established in accordance with Article 56.  2. Each scheduled exchange calculator shall notify the relevant NEMOs, central counter parties, shipping agents, and TSOs of the agreed scheduled exchanges.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 62***  **Publicarea informațiilor referitoare la piață**  (1) Imediat după corelarea ofertelor, fiecare OPEED pune la dispoziția participanților la piață relevanți cel puțin stadiul de executare a ofertelor și prețurile per tranzacție produse de algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă în conformitate cu articolul 52 alineatul (1) litera (a).  (2) Fiecare 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. Informațiile care urmează să fie publicate sunt propuse de toate OPEED-urile în propunerea de algoritm de tranzacționare prin corelare continuă, în conformitate cu articolul 37 alineatul (5). |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 62***  **Publication of market information**  1. As soon as the orders are matched, each NEMO shall publish for relevant market participants at least the status of execution of orders and prices per trade produced by the continuous trading matching algorithm in accordance with Article 52(1)(a).  2. Each NEMO shall ensure that information on aggregated executed volumes and prices is made publicly available in an easily accessible format for at least 5 years. **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 63***  **Licitații regionale complementare**  (1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, OPEED-urile și OTS-urile relevante de pe granițele zonelor de ofertare pot prezenta o propunere comună pentru conceperea și punerea în aplicare a licitațiilor intrazilnice regionale complementare. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12.  (2) Licitațiile intrazilnice regionale complementare pot fi puse în aplicare în interiorul unei zone de ofertare sau între zone de ofertare în plus față de soluția cuplării unice a piețelor intrazilnice menționată la articolul 51. 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 pieței intrazilnice interzonale, care nu poate depăși timpul minim necesar pentru a organiza licitația și, în orice caz, nu poate depăși 10 minute.  (3) Pentru licitațiile intrazilnice regionale complementare, metodologia de stabilire a prețurilor pentru capacitatea intrazilnică interzonală poate fi diferită de metodologia stabilită în conformitate cu articolul 55 alineatul (3), însă respectă, cu toate acestea, principiile prevăzute la articolul 55 alineatul (1).  (4) Autoritățile de reglementare competente pot aproba propunerea de licitații intrazilnice regionale complementare, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:  (a) licitațiile regionale nu au un impact negativ asupra lichidității cuplării unice a piețelor intrazilnice;  (b) toată capacitatea interzonală se alocă prin intermediul modulului de gestionare a capacităților;  (c) licitația regională nu introduce discriminări nejustificate între participanții la piață din regiunile adiacente;  (d) 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;  (e) autoritățile de reglementare au consultat participanții la piață din statele membre în cauză.  (5) Cel puțin din doi în doi ani după adoptarea deciziei privind licitațiile regionale complementare, autoritățile de reglementare ale statelor membre în cauză reexaminează compatibilitatea oricărei soluții regionale cu cuplarea unică a piețelor intrazilnice, pentru a se asigura că sunt îndeplinite în continuare condițiile de mai sus. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 63***  **Complementary regional auctions**  1. **<…>** The relevant NEMOs and TSOs on bidding zone borders may jointly submit a common proposal for  the design and implementation of complementary regional intraday auctions. **The proposal shall be consistent with the proposals submitted pursuant to Article 63(1) of Regulation (EU) 2015/1222 on complementary regional intraday auctions and Article 55(1) on intraday capacity pricing.**  The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.  2. Complementary regional intraday auctions may be implemented within or between bidding zones in addition to the single intraday coupling solution referred to in Article 51. In order to hold regional intraday auctions, continuous trading within and between the relevant bidding zones may be stopped for a limited period of time before the intraday cross-zonal gate closure time, which shall not exceed the minimum time required to hold the auction and in any case 10 minutes.  3. For complementary regional intraday auctions, the methodology for pricing intraday cross-zonal capacity may differ from the methodology established in accordance with Article 55(3) but it shall nevertheless meet the principles provided for in Article 55(1) **of Regulation (EU) 2015/1222**.  4. The competent regulatory authorities may approve the proposal for complementary regional intraday auctions if the following conditions are met:  (a) regional auctions shall not have an adverse impact on the liquidity of the single intraday coupling;  (b) all cross-zonal capacity shall be allocated through the capacity management module;  (c) the regional auction shall not introduce any undue discrimination between market participants from adjacent regions;  (d) the timetables for regional auctions shall be consistent with single intraday coupling to enable market participants to trade as close as possible to real-time;  (e) regulatory authorities shall have consulted the market participants in the **Contracting Parties and** Member States concerned.  5. At least every two years after the decision on complementary regional auctions, the regulatory authorities of the **Contracting Parties and** Member States concerned shall review the compatibility of any regional solutions with single intraday coupling to ensure that the conditions above continue to be fulfilled.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **S e c ț i u n e a 3**  **M o d a l i t ă ț i i n t r a z i l n i c e t r a n z i t o r i i**  ***Articolul 64***  **Dispoziții referitoare la alocarea explicită**  (1) La cererea comună a autorităților de reglementare din statele membre de pe fiecare graniță a zonelor de ofertare în cauză, OTS-urile în cauză prevăd, de asemenea, o alocare explicită, în plus față de alocarea implicită, adică alocarea capacităților separat față de comerțul cu energie electrică, prin intermediul modulului de gestionare a capacităților pe granițele zonelor de ofertare.  (2) OTS-urile de pe granițele zonelor de ofertare în cauză elaborează în comun o propunere privind condițiile care trebuie îndeplinite de către participanții la piață pentru a participa la alocarea explicită. Propunerea face obiectul aprobării comune de către autoritățile de reglementare ale statelor membre de pe fiecare graniță a zonelor de ofertare în cauză.  (3) Atunci când se stabilește modulul de gestionare a capacităților, se evită orice discriminare la alocarea simultană implicită și explicită a capacităților. Modulul de gestionare a capacităților stabilește ofertele care trebuie selectate pentru corelare și cererile de capacitate explicită care trebuie acceptate, în conformitate cu o ordonare a prețurilor și a orelor de intrare. |  | Prevederi UE netranspuse | **Section 3**  **Transitional intraday arrangements**  ***Article 64***  **Provisions relating to explicit allocation**  **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 65***  **Eliminarea alocării explicite**  (1) OPEED-urile în cauză cooperează îndeaproape cu OTS-urile în cauză și se consultă cu participanții la piață în conformitate cu articolul 12 în scopul de a converti nevoile participanților la piață legate de drepturile de alocare explicită a capacităților în produse intrazilnice non-standard.  (2) Înainte de a decide cu privire la eliminarea alocării explicite, autoritățile de reglementare din statele membre de pe fiecare graniță a zonelor de ofertare în cauză organizează în comun o consultare cu scopul de a evalua dacă produsele intrazilnice non-standard propuse corespund nevoilor participanților la piață pentru tranzacționarea intrazilnică.  (3) Autoritățile de reglementare competente din statele membre de pe fiecare graniță a zonelor de ofertare în cauză aprobă în comun produsele non-standard introduse și eliminarea alocării explicite. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 65***  **Removal of explicit allocation**  **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 66***  **Dispoziții referitoare la modalitățile intrazilnice**  (1) Participanții la piață asigură încheierea nominalizării, compensării și decontării referitoare la alocarea explicită a capacității interzonale.  (2) Participanții la piață își îndeplinesc toate obligațiile financiare referitoare la compensarea și decontarea care decurg din alocarea explicită.  (3) OTS-urile participante publică informațiile relevante privind interconexiunile unde se aplică alocarea explicită, inclusiv capacitatea interzonală pentru alocare explicită. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 66***  **Provisions relating to intraday arrangements**  **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 67***  **Cereri de capacitate explicită**  O cerere de capacitate interzonală explicită poate fi transmisă de către un participant la piață numai pentru o interconexiune pentru care se aplică alocarea explicită. Pentru fiecare cerere de capacitate explicită participantul la piață transmite volumul și prețul către modulul de gestionare a capacității. Prețul și volumul capacității explicite alocate se pun la dispoziția publicului de către OTS-urile relevante. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 67***  **Explicit requests for capacity**  **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 7***  ***Compensarea și decontarea pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice***  ***Articolul 68***  **Compensare și decontare**  (1) Contrapărțile centrale asigură compensarea și decontarea tuturor ofertelor corelate în timp util. Contrapărțile centrale acționează în calitate de contraparte pentru participanții la piață pentru toate tranzacțiile acestora, în ceea ce privește drepturile și obligațiile financiare care decurg din aceste tranzacții.  (2) Fiecare contraparte centrală păstrează anonimatul participanților la piață.  (3) 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.  (4) Astfel de schimburi iau în considerare următoarele:  (a) pozițiile nete produse în conformitate cu articolul 39 alineatul (2) litera (b) și articolul 52 alineatul (1) litera (b);  (b) schimburile planificate calculate în conformitate cu articolele 49 și 61.  (5) Fiecare contraparte centrală se asigură că, pentru fiecare unitate de timp a pieței:  (a) 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;  (b) 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.  (6) În pofida dispozițiilor de la alineatul (3), 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.  (7) Toate contrapărțile centrale sau toți agenții de transfer colectează veniturile din congestii care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare menționată la articolele 46-48 și cele care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice menționată la articolele 58-60.  (8) Toate contrapărțile centrale sau toți agenții de transfer asigură transferul veniturilor din congestii colectate către OTS-uri în termen de cel mult două săptămâni de la data decontării.  (9) În cazul în care calendarul plăților nu este armonizat între două zone de ofertare, statele membre în cauză asigură desemnarea unei entități pentru a gestiona neconcordanța de timp și pentru a suporta costurile aferente. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 7***  ***Clearing and settlement for single day-ahead and intraday coupling***  ***Article 68***  **Clearing and settlement**  1. The central counter parties shall ensure clearing and settlement of all matched orders in a timely manner.  The central counter parties shall act as the counter party to market participants for all their trades with regard to the financial rights and obligations arising from these trades.  2. Each central counter party shall maintain anonymity between market participants.  3. Central counter parties shall act as counter party to each other for the exchange of energy between bidding zones with regard to the financial rights and obligations arising from these energy exchanges.  4. Such exchanges shall take into account:  (a) net positions produced in accordance with Articles 39(2)(b) and 52(1)(b);  (b) scheduled exchanges calculated in accordance with Articles 49 and 61.  5. Each central counter party shall ensure that for each market time unit:  (a) across all bidding zones, taking into account, where appropriate, allocation constraints, there are no deviations between the sum of energy transferred out of all surplus bidding zones and the sum of energy transferred into all deficit bidding zones;  (b) electricity exports and electricity imports between bidding zones equal each other, with any deviations resulting only from considerations of allocation constraints, where appropriate.  6. Notwithstanding paragraph 3, a shipping agent may act as a counter party between different central counter parties for the exchange of energy, if the parties concerned conclude a specific agreement to that effect. If no agreement is reached, the shipping arrangement shall be decided by the regulatory authorities responsible for the bidding zones between which the clearing and settlement of the exchange of energy is needed.  7. All central counter parties or shipping agents shall collect congestion incomes arising from the single day-ahead coupling specified in Articles 46 to 48 and from the single intraday coupling specified in Articles 58 to 60.  7. All central counter parties or shipping agents shall collect congestion incomes arising from the single day-ahead coupling specified in Articles 46 to 48 and from the single intraday coupling specified in Articles 58 to 60.  9. If the timing of payments is not harmonised between two bidding zones, the **Contracting Parties and** Member States concerned shall ensure that an entity is appointed to manage the timing mismatch and to bear the relevant costs.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 8***  ***Fermitatea capacității interzonale alocate***  ***Articolul 69***  **Propunere de termen pentru fermitatea din ziua următoare**  În termen de 16 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează o propunere comună de termen unic pentru fermitatea din ziua următoare, care nu este mai scurt de o jumătate de oră înainte de ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare. Propunerea face obiectul unei consultări în conformitate cu articolul 12. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 8***  ***Firmness of allocated cross-zonal capacity***  ***Article 69***  **<…> Day-ahead firmness deadline**  **<…>** TSOs shall **apply** a **<…>** single day-ahead firmness deadline, which shall not be shorter than half an hour before the day-ahead market gate closure time. **<…>**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 70***  **Fermitatea capacității pentru ziua următoare și restricțiile de alocare**  (1) Înainte de termenul pentru fermitatea din ziua următoare, fiecare calculator al capacității coordonate poate ajusta capacitatea interzonală și restricțiile de alocare transmise către OPEED-urile relevante.  (2) 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 articolul 46 alineatul (2), caz în care capacitatea interzonală și restricțiile de alocare sunt ferme de îndată ce acestea sunt transmise către OPEED-urile relevante.  (3) După expirarea termenului pentru fermitatea din ziua următoare, capacitatea interzonală care nu a fost alocată poate fi ajustată pentru alocările ulterioare. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 70***  **Firmness of day-ahead capacity and allocation constraints**  1. Prior to the day-ahead firmness deadline, each coordinated capacity calculator may adjust cross-zonal capacity and allocation constraints provided to relevant NEMOs.  2. After the day-ahead firmness deadline, all cross-zonal capacity and allocation constraints shall be firm for  day-ahead capacity allocation unless the requirements of Article 46(2) are met, in which case cross-zonal capacity and allocation constraints shall be firm as soon as they are submitted to relevant NEMOs.  3. After the day-ahead firmness deadline, cross-zonal capacity which has not been allocated may be adjusted for subsequent allocations.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 71***  **Fermitatea capacității intrazilnice**  Capacitatea intrazilnică este fermă de îndată ce a fost alocată. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 71***  **Firmness of intraday capacity**  Cross-zonal intraday capacity shall be firm as soon as it is allocated.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***Articolul 72***  **Fermitatea în caz de forță majoră sau în situații de urgență**  (1) În caz de forță majoră sau în situațiile de urgență menționate la articolul 16 alineatul (2) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, caz în care OTS-urile acționează rapid și redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă nu sunt posibile, fiecare OTS are dreptul să reducă capacitatea interzonală alocată. În toate cazurile, reducerea se efectuează într-o manieră coordonată în urma comunicării cu toate OTS-urile direct implicate.  (2) Un OTS care invocă forța majoră sau o situație de urgență publică un anunț care explică natura forței majore sau a situației de urgență și durata probabilă a acesteia. Acest anunț este pus la dispoziția participanților la piață în cauză prin intermediul OPEED-urilor. În cazul alocării explicite a capacității către participanții la piață, OTS-ul care invocă forța majoră sau o situație de urgență trimite o notificare direct către părțile contractuale care dețin capacitatea interzonală în intervalul de timp al pieței relevant.  (3) În cazul în care capacitatea alocată este redusă din cauză de forță majoră sau din cauza unei situații de urgență invocate de un OTS, OTS-ul în cauză rambursează sau plătește o compensație pentru perioada de forță majoră sau a situației de urgență, în conformitate cu următoarele cerințe:  (a) în cazul în care există o alocare implicită, contrapărțile centrale sau agenții de transfer nu fac obiectul unor daune financiare sau beneficii financiare care decurg din orice dezechilibru creat de această reducere;  (b) în caz de forță majoră, în cazul 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;  (c) 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  (d) 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.  (4) OTS-ul care invocă forța majoră sau o situație de urgență limitează consecințele și durata situației de forță majoră sau a situației de urgență.  (5) Atunci când un stat membru prevede astfel, la cererea OTS-ului în cauză, autoritatea națională de reglementare analizează dacă un eveniment poate fi considerat caz de forță majoră. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 72***  **Firmness in the event of *force majeure* or emergency situations**  1. In the event of *force majeure* or an emergency situation **<…>**, where the TSO shall act in an expeditious manner and redispatching or countertrading is not possible, each TSO shall have the right to curtail allocated cross-zonal capacity. In all cases, curtailment shall be undertaken in a coordinated manner following liaison with all directly concerned TSOs.  2. A TSO which invokes *force majeure* or an emergency situation shall publish a notice explaining the nature of the *force majeure* or the emergency situation and its probable duration. This notice shall be made available to the market participants concerned through NEMOs. If capacity is allocated explicitly to market participants, the TSO invoking *force majeure* or an emergency situation shall send notice directly to contractual parties holding cross-zonal capacity for the relevant market time-frame.  3. If allocated capacity is curtailed because of *force majeure* or an emergency situation invoked by a TSO,  the TSO shall reimburse or provide compensation for the period of *force majeure* or the emergency situation, in accordance with the following requirements:  (a) if there is implicit allocation, central counter parties or shipping agents shall not be subject to financial damage or financial benefit arising from any imbalance created by such curtailment;  (b) in the event of *force majeure*, if capacity is allocated via explicit allocation, market participants shall be  entitled to reimbursement of the price paid for the capacity during the explicit allocation process;  (c) in an emergency situation, if capacity is allocated via explicit allocation, market participants shall be  entitled to compensation equal to the price difference of relevant markets between the bidding zones concerned in the relevant time-frame; or  (d) in an emergency situation, if capacity is allocated via explicit allocation but the bidding zone price is not calculated in at least one of the two relevant bidding zones in the relevant timeframe, market participants shall be entitled to reimbursement of the price paid for capacity during the explicit allocation process.  4. The TSO invoking *force majeure* or an emergency situation shall limit the consequences and duration of the *force majeure* situation or emergency situation.  5. Where a **Contracting Party** has so provided, upon request by the TSO concerned the national regulatory authority shall assess whether an event qualifies as *force majeure*.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **TITLUL III**  **COSTURI**  ***CAPITOLUL 1***  ***Metodologia de distribuire a veniturilor din congestii pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice***  ***Articolul 73***  **Metodologia de distribuire a veniturilor din congestii**  (1) În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toate OTS-urile elaborează o propunere de metodologie de distribuire a veniturilor din congestii.  (2) Metodologia elaborată în conformitate cu alineatul (1):  (a) facilitează funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemului de transport al energiei electrice și funcționarea eficientă a pieței energiei electrice din Uniune;  (b) respectă principiile generale de gestionare a congestiilor prevăzute la articolul 16 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (c) permite planificarea financiară rezonabilă;  (d) este coerentă de la un interval de timp la altul;  (e) stabilește acorduri de distribuire a veniturilor din congestii care decurg din active de transport deținute de alte părți decât OTS-urile.  (3) OTS-urile distribuie veniturile din congestii în conformitate cu metodologia stabilită la alineatul (1) 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 articolul 68 alineatul (8). |  | Prevederi UE netranspuse | **TITLE III**  **COSTS**  ***CHAPTER 1***  ***Congestion income distribution methodology for single day-ahead and intraday coupling***  ***Article 73***  **Congestion income distribution methodology**  1. **<…>** TSOs shall **apply the** methodology for sharing congestion income **referred to in Article 9(6)(m)**.  2. The methodology **from** paragraph 1 shall:  (a) facilitate the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and the efficient operation of the electricity market of the **Energy Community**;  (b) comply with the general principles of congestion management provided for in Article 16 of Regulation (EC) No **2019/943**;  (c) allow for reasonable financial planning;  (d) be compatible across time-frames;  (e) establish arrangements to share congestion income deriving from transmission assets owned by parties other than TSOs.  3. TSOs shall distribute congestion incomes in accordance with the methodology in paragraph 1 as soon as reasonably practicable and no later than one week after the congestion incomes have been transferred in accordance with Article 68(8).  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 2***  ***Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă pentru cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice***  ***Articolul 74***  **Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă**  (1) Nu mai târziu de 16 luni de la adoptarea deciziei privind regiunile de calcul al capacităților, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților elaborează o propunere de metodologie comună de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă.  (2) Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă include soluții de partajare a costurilor pentru acțiunile cu relevanță transfrontalieră.  (3) Costurile pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă eligibile pentru partajarea costurilor între OTS-urile relevante se stabilesc într-o manieră transparentă și astfel încât să poată fi auditate.  (4) Metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă trebuie cel puțin:  (a) 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 toate OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților în conformitate cu metodologia de calcul al capacităților prevăzută la articolele 20 și 21;  (b) să definească care dintre costurile implicate de utilizarea redispecerizării sau comercializării în contrapartidă pentru a garanta fermitatea capacității interzonale sunt eligibile pentru partajarea între toate OTS-urile dintr-o regiune de calcul al capacităților în conformitate cu metodologia de calcul al capacităților prevăzută la articolele 20 și 21;  (c) să stabilească norme privind partajarea costurilor la nivel regional, determinate în conformitate cu literele (a) și (b).  (5) Metodologia elaborată în conformitate cu alineatul (1) include:  (a) un mecanism de verificare a necesității reale de redispecerizare sau comercializare în contrapartidă între OTS-urile implicate;  (b) un mecanism ex post de monitorizare a utilizării acțiunilor de remediere care implică costuri;  (c) un mecanism de evaluare a impactului acțiunilor de remediere, pe baza criteriilor de siguranță în funcționare și a criteriilor economice;  (d) un proces care să permită ameliorarea acțiunilor de remediere;  (e) un proces care să permită monitorizarea fiecărei regiuni de calcul al capacităților de către autoritățile de reglementare competente.  (6) De asemenea, metodologia elaborată în conformitate cu alineatul (1):  (a) prevede stimulente pentru gestionarea congestiilor, inclusiv acțiuni de remediere și stimulente pentru investiții eficiente;  (b) este coerentă cu responsabilitățile și obligațiile OTS-urilor implicate;  (c) asigură o partajare echitabilă a costurilor și a beneficiilor între OTS-urile implicate;  (d) este coerentă cu alte mecanisme conexe, inclusiv cel puțin:  (i) metodologia de distribuire a veniturilor din congestii, prevăzută la articolul 73;  (ii) mecanismul de compensare între OTS-uri, astfel cum este prevăzut în articolul 13 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și Regulamentul (UE) nr. 838/2010 al Comisiei;  (e) facilitează funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemului paneuropean interconectat și funcționarea eficientă a pieței energiei electrice paneuropene;  (f) facilitează respectarea principiilor generale de gestionare a congestiilor prevăzute la articolul 16 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;  (g) permite planificarea financiară rezonabilă;  (h) este coerentă între diferite intervale de timp ale pieței pentru ziua următoare și ale pieței intrazilnice; și  (i) este în conformitate cu principiile transparenței și nediscriminării.  (7) Până la 31 decembrie 2018, toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților armonizează în continuare pe cât posibil între regiuni metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă aplicată în regiunea lor de calcul al capacităților. |  | Prevederi UE netranspuse | ***CHAPTER 2***  ***Redispatching and countertrading cost sharing methodology for single dayahead and intraday coupling***  ***Article 74***  **Redispatching and countertrading cost sharing methodology**  1. No later than 16 months after the decision on the capacity calculation regions is taken, all TSOs in each capacity calculation region shall develop a proposal for a common methodology for redispatching and countertrading cost sharing.  2. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall include cost-sharing solutions for actions of cross-border relevance.  3. Redispatching and countertrading costs eligible for cost sharing between relevant TSOs shall be determined in a transparent and auditable manner.  4. The redispatching and countertrading cost sharing methodology shall at least:  (a) determine which costs incurred from using remedial actions, for which costs have been considered in the capacity calculation and where a common framework on the use of such actions has been established, are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;  (b) define which costs incurred from using redispatching or countertrading to guarantee the firmness of cross-zonal capacity are eligible for sharing between all the TSOs of a capacity calculation region in accordance with the capacity calculation methodology set out in Articles 20 and 21;  (c) set rules for region-wide cost sharing as determined in accordance with points (a) and (b).  5. The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall include:  (a) a mechanism to verify the actual need for redispatching or countertrading between the TSOs involved;  (b) an *ex post* mechanism to monitor the use of remedial actions with costs;  (c) a mechanism to assess the impact of the remedial actions, based on operational security and economic criteria;  (d) a process allowing improvement of the remedial actions;  (e) a process allowing monitoring of each capacity calculation region by the competent regulatory authorities.  6. The methodology developed in accordance with paragraph 1 shall also:  (a) provide incentives to manage congestion, including remedial actions and incentives to invest effectively;  (b) be consistent with the responsibilities and liabilities of the TSOs involved;  (c) ensure a fair distribution of costs and benefits between the TSOs involved;  (d) be consistent with other related mechanisms, including at least:  (i) the methodology for sharing congestion income set out in Article 73;  (ii) the inter-TSO compensation mechanism, as set out in Article **49** of Regulation (EC) No **2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC** and Commission Regulation (EU) No 838/2010 **as adapted and adopted by Permanent High Level Group Decision 2013/01-PHLG-EnC**;  (e) facilitate the efficient long-term development and operation of the pan-European interconnected system and the efficient operation of the pan-European electricity market;  (f) facilitate adherence to the general principles of congestion management as set out in Article 16 **and 19** of Regulation (EC) No **2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**;  (g) allow reasonable financial planning;  (h) be compatible across the day-ahead and intraday market time-frames; and (i) comply with the principles of transparency and non-discrimination.  7. **<…>** TSOs of each capacity calculation region shall further harmonise as far as possible between the regions the redispatching and countertrading cost sharing methodologies applied within their respective capacity calculation region.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| ***CAPITOLUL 3***  ***Recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor***  ***Articolul 75***  **Dispoziții generale privind recuperarea costurilor**  (1) Costurile aferente obligațiilor impuse OTS-urilor în conformitate cu articolul 8, inclusiv cele menționate la articolul 74 și articolele 76-79, se evaluează de către autoritățile de reglementare competente. Costurile evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează în timp util prin tarife de rețea sau alte mecanisme adecvate, astfel cum stabilesc autoritățile de reglementare competente.  (2) Partea statelor membre din costurile comune menționate la articolul 80 alineatul (2) litera (a), costurile regionale menționate la articolul 80 alineatul (2) litera (b) și costurile naționale menționate la articolul 80 alineatul (2) litera (c) evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin taxe ale OPEED, tarife de rețea sau alte mecanisme adecvate, astfel cum stabilesc autoritățile de reglementare competente.  (3) La cererea autorităților de reglementare, OTS-urile, OPEED-urile și delegații relevanți, în conformitate cu articolul 78, furnizează, în termen de trei luni de la cerere, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate. | **Articolul 129. Principii generale privind prețurile și tarifele reglementate**  (1) La examinarea și aprobarea prețurilor și tarifelor reglementate, Agenția pune în aplicare principiul eficienței maxime la costuri minime.  (2) Tarifele reglementate pentru furnizarea serviciilor de transport, a serviciilor de distribuție trebuie să reflecte costurile, să fie stabilite în mod transparent și să țină cont de necesitatea asigurării siguranței în funcționare și flexibilitatea rețelei electrice, să fie bazate pe costurile reale suportate, în măsura în care acestea corespund cu costurile unui operatorului de sistem eficient și comparabil din punct de vedere structural și să fie aplicate în mod nediscriminatoriu. Tarifele reglementate nu trebuie să includă costuri individuale care susțin obiective de politică necorelate cu obiectivele stabilite prin prezenta Lege. | Parțial compatibil | ***CHAPTER 3***  ***Capacity allocation and congestion management cost recovery***  ***Article 75***  **General provisions on cost recovery**  1. Costs relating to the obligations imposed on TSOs in accordance with Article 8, including the costs specified in Article 74 and Articles 76 to 79, shall be assessed by the competent regulatory authorities.  Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered in a timely manner through network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the competent regulatory authorities.  2. **Contracting Parties**’ share of the common costs referred to in Article 80(2)(a), regional costs referred to in Article 80(2)(b) and national costs referred to in Article 80(2)(c) assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered through NEMO fees, network tariffs or other appropriate mechanisms as determined by the competent regulatory authorities.  3. If requested by the regulatory authorities, relevant TSOs, NEMOs and delegates in accordance with Article 78 shall, within three months of the request, provide information necessary to facilitate the assessment of the costs incurred.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 76***  **Costuri de stabilire, modificare și funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice**  (1) Toate OPEED-urile suportă următoarele cheltuieli:  (a) 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;  (b) 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;  (c) costurile comune, regionale și naționale de funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice.  (2) Sub rezerva acordului OPEED-urilor în cauză, OTS-urile pot contribui la costurile prevăzute la alineatul (1) sub rezerva aprobării de către autoritățile de reglementare relevante. În astfel de cazuri, în termen de două luni de la primirea unei prognoze de la OPEED-urile în cauză, fiecare OTS are dreptul să prezinte spre aprobarea autorității de reglementare relevante o propunere de contribuție la costuri.  (3) OPEED-urile în cauză au dreptul să recupereze costurile în conformitate cu alineatul (1) care nu au fost suportate de OTS-uri în conformitate cu alineatul (2) prin taxe sau alte mecanisme adecvate numai dacă aceste costuri sunt rezonabile și proporționale, prin acorduri naționale cu autoritatea de reglementare competentă. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 76***  **Costs of establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling**  1. **<…>** NEMOs **from Contracting Parties** shall **contribute <…> to** bear**ing** the following costs:  (a) common, regional and national costs of establishing, updating or further developing the price coupling  algorithm and single day-ahead coupling;  (b) common, regional and national costs of establishing, updating or further developing the continuous trading matching algorithm and single intraday coupling;  (c) common, regional and national costs of operating single day-ahead and intraday coupling.  2. Subject to agreement with the NEMOs concerned, TSOs may make a contribution to the costs provided for in paragraph 1 subject to approval by the relevant regulatory authorities. In such cases, within two months of receiving a forecast from the NEMOs concerned, each TSO shall be entitled to provide a cost contribution proposal to the relevant regulatory authority for approval.  3. The NEMOs concerned shall be entitled to recover costs in accordance with paragraph 1 which have not been borne by TSOs in accordance with paragraph 2 by means of fees or other appropriate mechanisms only if the costs are reasonable and proportionate, through national agreements with the competent regulatory authority.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 77***  **Costuri de compensare și decontare**  (1) Toate costurile suportate de contrapărțile centrale și agenții de transfer sunt recuperabile prin taxe sau alte mecanisme adecvate dacă acestea sunt rezonabile și proporționale.  (2) Contrapărțile centrale și agenții de transfer caută modalități de compensare și decontare eficiente care evită costurile inutile și reflectă riscul asumat. Modalitățile de compensare și decontare transfrontaliere fac obiectul aprobării de către autoritățile naționale de reglementare relevante. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 77***  **Clearing and settlement costs**  1. All costs incurred by central counter parties and shipping agents shall be recoverable by means of fees or other appropriate mechanisms if they are reasonable and proportionate.  2. The central counter parties and shipping agents shall seek efficient clearing and settlement arrangements avoiding unnecessary costs and reflecting the risk incurred. The cross-border clearing and settlement arrangements shall be subject to approval by the relevant national regulatory authorities.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 78***  **Costuri de stabilire și funcționare a procesului de calcul al capacității coordonate**  (1) Fiecare OTS suportă în mod individual costurile de furnizare a datelor de intrare pentru procesul de calcul al capacităților.  (2) Toate OTS-urile suportă împreună costurile de fuzionare a modelelor individuale de rețea.  Toate OTS-urile din fiecare regiune de calcul al capacităților suportă costurile de stabilire și funcționare a calculatorilor capacității coordonate.  (3) Orice costuri suportate de participanții la piață pentru îndeplinirea cerințelor din prezentul regulament sunt suportate de participanții la piață în cauză. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 78***  **Costs of establishing and operating the coordinated capacity calculation process**  1. Each TSO shall individually bear the costs of providing inputs to the capacity calculation process.  2. All TSOs shall bear jointly the costs of merging the individual grid models.  All TSOs in each capacity calculation region shall bear the costs of establishing and operating the coordinated capacity calculators.  3. Any costs incurred by market participants in meeting the requirements of this Regulation shall be borne by those market participants.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 79***  **Costuri de asigurare a fermității**  Costurile legate de asigurarea fermității în conformitate cu articolul 70 alineatul (2) și articolul 71 sunt suportate de OTS-urile în cauză, în măsura în care acest lucru este posibil, în conformitate cu articolul 16 alineatul (6) litera (a) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Aceste costuri includ costurile implicate de 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. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 79***  **Costs of ensuring firmness**  The costs of ensuring firmness in accordance with Articles 70(2) and 71 shall be borne by the relevant TSOs, to the extent possible in accordance with Article **19(2)(a)** of Regulation (EC) No **2019/943 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2022/03/MC-EnC**. These costs shall include the costs from compensation mechanisms associated with ensuring the firmness of cross-zonal capacities as well as the costs of redispatching, countertrading and imbalance associated with compensating market participants.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 80***  **Partajarea costurilor între OPEED-urile și OTS-urile din diferite state membre**  (1) Toate OPEED-urile și OTS-urile relevante transmit autorităților de reglementare un raport anual în care costurile de stabilire, de modificare și de funcționare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice sunt explicate în detaliu. Acest raport se publică de către agenție, ținând seama în mod corespunzător de informațiile comerciale sensibile. Costurile direct legate 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 articolul 76 alineatul (2).  (2) Costurile menționate la alineatul (1) se defalchează în:  (a) costuri comune care rezultă din activitățile coordonate ale tuturor OPEED-urilor sau OTS-urilor care participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice;  (b) costurile regionale care rezultă din activitățile OPEED-urilor și OTS-urilor care cooperează într-o anumită regiune;  (c) costurile naționale care rezultă din activitățile OPEED-urilor și OTS-urilor în statul membru în cauză.  (3) Costurile comune menționate la alineatul (2) litera (a) se partajează între OTS-urile și OPEED-urile din statele membre și țările terțe care participă la cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice. Pentru a calcula suma care urmează să fie plătită de OTS-urile și OPEED-urile din fiecare stat membru și, după caz, din țările terțe, o optime a costurilor comune este împărțită în mod egal între fiecare stat membru și țară terță, cinci optimi se împart între fiecare stat membru și țară terță în mod proporțional cu consumul lor și două optimi se împart în mod egal între OPEED-urile participante. Pentru a ține seama de modificările costurilor comune sau de modificările OTS-urilor și OPEED-urilor participante, calculul costurilor comune trebuie adaptat în mod periodic.  (4) OPEED-urile și OTS-urile care cooperează într-o anumită regiune convin de comun acord asupra unei propuneri de partajare a costurilor regionale în conformitate cu alineatul (2) litera (b). Propunerea se aprobă ulterior în mod individual de către autoritățile naționale competente din fiecare stat membru din regiune. OPEED-urile și OTS-urile care cooperează într-o anumită regiune pot utiliza, în mod alternativ, acordurile privind partajarea costurilor prevăzute la alineatul (3).  (5) Principiile de partajare a costurilor se aplică costurilor suportate de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. 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 prezentului regulament se partajează între OPEED-uri și OTS-uri pe baza acordurilor existente care reglementează astfel de soluții. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 80***  **Cost sharing between NEMOs and TSOs in different Member States and Contracting Parties**  1. All relevant NEMOs and TSOs shall provide a yearly report to the regulatory authorities in which the costs of establishing, amending and operating single day-ahead and intraday coupling are explained in detail. This report shall be published by the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators** taking due account of sensitive commercial information. Costs directly related to single day-ahead and intraday coupling shall be clearly and separately identified and auditable. The report shall also provide full details of contributions made to NEMO costs by TSOs in accordance with Article 76(2).  2. The costs referred to in paragraph 1 shall be broken down into:  (a) common costs resulting from coordinated activities of all NEMOs or TSOs from **Contracting Parties and** Member States **(for their interconnection with Contracting Parties)**, participating in the single day-ahead and intraday coupling;  (b) regional costs resulting from activities of NEMOs or TSOs cooperating in a certain region;  (c) national costs resulting from activities of the NEMOs or TSOs in that **Contracting Party**.  3. Common costs referred to in paragraph 2(a) shall be shared among the TSOs and NEMOs in Member States **and Contracting Parties in accordance with Article 80(3) of Regulation (EU) 2015-1222.**  **<…>**  4. NEMOs and TSOs cooperating in a certain region shall jointly agree on a proposal for the sharing of regional costs in accordance with paragraph 2(b). The proposal shall then be individually approved by the competent national authorities of each of the **Contracting Party and** Member States in the region. NEMOs and TSOs cooperating in a certain region may alternatively use the cost sharing arrangements **<…>**.  5. The cost sharing principles shall apply to costs incurred from the entry into force of this Regulation.  This is without prejudice to existing solutions used for the development of single day-ahead and intraday coupling and costs incurred prior to the entry into force of this Regulation shall be shared among the NEMOs and TSOs based on the existing agreements governing such solutions.  Notă: La nivel de lege au fost stabilite principii generale privind determinarea și componența tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice. Prevederile specifice stabilite în Regulamentul UE 2015/1222 privind recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| **TITLUL IV**  **DELEGAREA SARCINILOR ȘI MONITORIZARE**  ***Articolul 81***  **Delegarea sarcinilor**  (1) Un OTS sau un OPEED poate delega în totalitate sau parțial orice sarcină atribuită în temeiul prezentului regulament către una sau mai multe părți terțe în cazul în care partea terță respectivă poate exercita funcția cel puțin la fel de eficient ca entitatea care deleagă. Entitatea care deleagă rămâne responsabilă pentru asigurarea conformității cu obligațiile care îi revin în temeiul prezentului regulament, inclusiv asigurarea accesului la informațiile necesare pentru monitorizarea de către autoritatea de reglementare.  (2) Înainte de delegare, partea terță în cauză trebuie să demonstreze în mod clar părții care deleagă capacitatea sa de a îndeplini toate obligațiile care decurg din prezentul regulament.  (3) În cazul în care o sarcină prevăzută în prezentul regulament este delegată total sau parțial unei părți terțe, partea care deleagă se asigură că înainte de delegare au fost încheiate acorduri de confidențialitate adecvate în conformitate cu obligațiile de confidențialitate ale părții care deleagă. | **Articolul 35. Funcțiile și obligațiile operatorului sistemului de transport**  (11) În cazurile și în condițiile stabilite în codurile rețelelor electrice și în liniile directoare, operatorul sistemului de transport poate delega, în totalitate sau parțial, sarcinile care îi sunt atribuite conform actelor normative respective. În acest caz, operatorul sistemului de transport rămâne responsabil pentru asigurarea respectării obligațiilor pe care le-a delegat părții terțe, inclusiv asigurarea accesului la informațiile necesare monitorizării de către Agenție.  **Articolul 94. Desemnarea OPEED și revocarea desemnării. Atribuțiile OPEED**  (12) În cazurile și în condițiile stabilite în liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, OPEED poate delega total sau parțial sarcinile care îi sunt atribuite conform actului normativ de reglementare respectiv. În acest caz, acesta rămâne responsabil pentru asigurarea respectării obligațiilor pe care le-a delegat terțului, inclusiv pentru asigurarea accesului Agenției la informațiile necesare realizării atribuției sale de monitorizare. | Parțial compatibil | **TITLE IV**  **DELEGATION OF TASKS AND MONITORING**  ***Article 81***  **Delegation of tasks**  1. A TSO or NEMO may delegate all or part of any task assigned to it under this Regulation to one or more third parties in the case the third party can carry out the respective function at least as effectively as the delegating entity. The delegating entity shall remain responsible for ensuring compliance with the obligations under this Regulation, including ensuring access to information necessary for monitoring by the regulatory authority.  2. Prior to the delegation, the third party concerned shall have clearly demonstrated to the delegating party its ability to meet each of the obligations of this Regulation.  3. In the event that all or part of any task specified in this Regulation is delegated to a third party, the delegating party shall ensure that suitable confidentiality agreements in accordance with the confidentiality obligations of the delegating party have been put in place prior to delegation.  Notă: Notă: La nivel de lege au fost stabilite prevederi generale privind dreptul operatorului sistemului de transport și al OPEED de a delega în totalitate sau parțial sarcinile care li se atribuie conform actelor normative, inclusiv a codurilor de rețea aprobate de Agenție. Prevederi specifice privind delegarea urmează a fi stabilite în codurile de rețea și în liniile directoare aprobate de Agenție. Respectiv, prevederile specifice aferente TCM din Regulamentul UE 2015/1222 urmează a fi transpuse în Codul de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.  Proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor este publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27> , poziția 962. |
| ***Articolul 82***  **Monitorizarea punerii în aplicare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice**  (1) Entitatea sau entitățile care exercită funcțiile de OCP sunt monitorizate de autoritățile de reglementare sau de autoritățile relevante din teritoriul în care se află. Alte autorități de reglementare sau autorități relevante și agenția contribuie la monitorizare, după caz. Autoritățile de reglementare sau autoritățile relevante care sunt principalele responsabile cu monitorizarea unui OPEED și a funcțiilor de OCP cooperează pe deplin și asigură accesul la informații altor autorități de reglementare și agenției pentru a asigura o monitorizare adecvată a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice în conformitate cu articolul 38 din Directiva 2009/72/CE.  (2) Monitorizarea punerii în aplicare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice de către ENTSO pentru energie electrică în conformitate cu articolul 8 alineatul (8) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 vizează în special următoarele aspecte:  (a) progresele realizate și eventualele probleme privind punerea în aplicare a cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, inclusiv alegerea diferitelor opțiuni disponibile în fiecare țară;  (b) elaborarea raportului privind calculul și alocarea capacităților, în conformitate cu articolul 31 alineatul (1);  (c) eficiența configurației actuale a zonelor de ofertare în coordonare cu agenția, în conformitate cu articolul 34;  (d) eficacitatea funcționării algoritmului de cuplare prin preț și a algoritmului de tranzacționare prin corelare continuă în cooperare cu OPEED-urile în conformitate cu articolul 37 alineatul (6);  (e) eficacitatea criteriului privind estimarea valorii consumului pierdut, în conformitate cu articolul 41 alineatul (1) și articolul 54 alineatul (1); și  (f) reexaminarea metodologiei de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare în conformitate cu articolul 43 alineatul (4).  (3) ENTSO pentru energie electrică transmite agenției un plan de monitorizare care include rapoartele care urmează să fie elaborate și orice actualizări în conformitate cu alineatul (2) în vederea emiterii unui aviz în termen de șase luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament.  (4) Agenția, în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, elaborează în termen de șase luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament o listă a informațiilor relevante care trebuie comunicate de ENTSO pentru energie electrică agenției, în conformitate cu articolul 8 alineatul (9) și articolul 9 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Lista informațiilor relevante poate face obiectul unor actualizări. ENTSO pentru energie electrică menține o arhivă de date electronice cuprinzătoare și într-un format standardizat cu informațiile solicitate de către agenție.  (5) Toate OTS-urile prezintă ENTSO pentru energie electrică informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor în conformitate cu alineatele (2) și (4).  (6) OPEED-urile, participanții la piață și alte organizații relevante în ceea ce privește cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, la cererea comună a agenției și a ENTSO pentru energie electrică, transmit ENTSO pentru energie electrică informațiile necesare pentru monitorizarea în conformitate cu alineatele (2) și (4), cu excepția informațiilor deja obținute de către autoritățile de reglementare, agenție sau ENTSO pentru energie electrică în contextul sarcinilor lor de monitorizare a punerii în aplicare. |  | Prevederi UE netranspuse | ***Article 82***  **Monitoring of the implementation of single day-ahead and intraday coupling**  1. The entity or entities performing the MCO functions shall be monitored by the regulatory authorities or relevant authorities of the territory where they are located. Other regulatory authorities or relevant authorities, **the Energy Community Regulatory Board and, to the extent Member States are affected,** the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC**, shall contribute to the monitoring where adequate. The regulatory authorities or relevant authorities primarily responsible for monitoring a NEMO and the MCO functions shall fully cooperate and shall provide access to information for other regulatory authorities**, the Energy Community Regulatory Board and** the Agency **for the Cooperation of Energy Regulators** and in order to ensure proper monitoring of single day-ahead and intraday coupling in accordance with **Article 61 of Directive 2019/944 as adapted and adopted by Ministerial Council Decision 2021/13/MC-EnC**.  2. Monitoring of the implementation **of the Contracting Party integration into** single day-ahead and intraday coupling by **the Agency for the Cooperation of Energy Regulators, acting in accordance with Article 2 of Procedural Act No 2022/01/MC,** shall **be performed in coordination with the Energy Community Secretariat. <…>**  3. **<…>**  4. **<…>**  5. All TSOs shall submit to **the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the Energy Community Secretariat** the information required to perform the tasks in accordance with paragraph 2 **<…>**.  6. NEMOs, market participants and other relevant organisations regarding single day-ahead and intraday coupling shall, at the joint request of the **Energy Community Regulatory Board or, to the extent Member States are affected, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and the ENTSO for Electricity, acting in accordance with Articles 2 and 3 of Procedural Act No 2022/01/**  **MC**, submit to the ENTSO for Electricity the information required for monitoring in accordance with paragraph 2 **<…>**, except for information already obtained by the regulatory authorities, the **Energy Community Regulatory Board, the Agency for the Cooperation of Energy Regulators** or the ENTSO for Electricity in the context of their respective implementation monitoring tasks.  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |
| **TITLUL V**  **DISPOZIŢII TRANZITORII ȘI FINALE**    ***Articolul 83***  **Dispoziții tranzitorii pentru Irlanda și Irlanda de Nord**  (1) Cu excepția articolelor 4, 5 și 6 și a participării la elaborarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor, pentru care se aplică termenele corespunzătoare, cerințele din prezentul regulament nu se aplică în Irlanda și în Irlanda de Nord până la 31 decembrie 2017.  (2) De la data intrării în vigoare a prezentului regulament și până la 31 decembrie 2017, Irlanda și Irlanda de Nord vor pune în aplicare dispoziții tranzitorii de pregătire. Dispozițiile tranzitorii respective:  (a) facilitează tranziția către punerea în aplicare integrală și conformitatea deplină cu prezentul regulament și includ toate măsurile pregătitoare necesare pentru punerea în aplicare integrală și conformitatea deplină cu prezentul regulament, până la 31 decembrie 2017;  (b) garantează un grad rezonabil de integrare cu piețele din jurisdicțiile adiacente;  (c) prevăd cel puțin:  (i) alocarea capacității de interconexiune într-o licitație pentru ziua următoare explicită și în cel puțin două licitații intrazilnice implicite;  (ii) nominalizarea comună a capacității de interconexiune și a fluxurilor de energie în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare;  (iii) aplicarea principiilor „ce nu folosești, pierzi” (*use-it-or-lose-it*) sau „ce nu folosești, vinzi” (*use-it-or-sell-it*), astfel cum se menționează la punctul 2.5 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 pentru capacitatea neutilizată în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare.  (d) asigură stabilirea de prețuri echitabile și nediscriminatorii ale capacității de interconexiune în cadrul licitațiilor intrazilnice implicite;  (e) stabilesc mecanisme de compensare echitabile, transparente și nediscriminatorii pentru asigurarea fermității;  (f) stabilesc o foaie de parcurs detaliată, aprobată de autoritățile de reglementare din Irlanda și Irlanda de Nord, cu etape importante pentru punerea deplină în aplicare și conformitatea cu prezentul regulament;  (g) fac obiectul unui proces de consultare care implică toate părțile relevante și acordă o atenție deosebită rezultatelor consultării;  (h) sunt justificate pe baza unei analize a raportului costuri-beneficii;  (i) nu afectează în mod nejustificat alte jurisdicții.  (3) Autoritățile de reglementare din Irlanda și Irlanda de Nord furnizează agenției cel puțin trimestrial, sau la cererea agenției, orice informații necesare pentru evaluarea dispozițiilor tranzitorii privind piața energiei electrice pe insula Irlanda și progresele înregistrate către punerea deplină în aplicare și conformitatea cu prezentul regulament. |  | Prevederi UE neaplicabile | **TITLE V**  **TRANSITIONAL AND FINAL PROVISIONS**  ***Article 83***  **Transitional provisions for Ireland and Northern Ireland**  **<…>** |
| ***Articolul 84***  **Intrarea în vigoare**  Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.  Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre. |  | Prevederi UE neaplicabile | ***Article 84***  **Entry into force**  **This Decision D/2022/03/MC-EnC enters into force upon its adoption and is addressed to the Parties and institutions of the Energy Community.**  ***Article 2 of Decision D/2022/03/MC-EnC***  **Each Contracting Party shall bring into force the laws, regulations and administrative provisions necessary to comply with <…>, Regulation (EU) 2015/1222, <…> by 31 December 2023.**  **Each Contracting Party shall notify the Energy Community Secretariat of completed transposition by sending the text of the provisions of national law which they adopt in the field covered by this Decision and of any subsequent changes within two weeks following the adoption of such measures.** |
|  |  | Prevederi UE netranspuse | **Annex I**  **Capacity Calculation Regions**  **Article 1**  **Subject matter and scope**  **1. The capacity calculation regions (CCRs) cover all existing bidding zone borders between the Contracting Parties and Contracting Parties and Member States as defined in this Annex.**  **2. Adjustments of the configuration of the CCRs listed in this Annex shall be subject to a proposal of all transmission system operators pursuant to Article 15 paragraphs 2 and 3 of Regulation (EU) 2015/1222 in consultation with the TSOs from Contacting Parties to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators.**  **Article 2**  **Capacity Calculation Regions**  **The following are defined as the CCRs of the Energy Community:**  **- Capacity Calculation Region Shadow South-East Europe (Shadow SEE CCR)**  **- Capacity Calculation Region Italy-Montenegro (ITME CCR)**  **- Capacity Calculation Region Eastern Europe (EE CCR)**  **Article 3**  **Capacity Calculation Region: Shadow SEE CCR**  **The Shadow South-East Europe CCR shall include bidding zone borders between Contracting Parties:**  **- Bosnia and Hercegovina – Serbia (BA-RS), Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH) and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Montenegro – Bosnia and Hercegovina (ME-BA), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)**  **- Montenegro – Albania (ME-AL), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST)**  **- Albania – North Macedonia (AL-MK), Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)**  **- Serbia – North Macedonia (RS-MK), Elektromreza Srbije AD (EMS) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)**  **- Montenegro – Serbia (ME-RS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Montenegro – Kosovo\* (ME-KS), Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES) and Operator sistemi, transmisioni dhe tregu Sh.A. (KOSTT)**  **- Albania – Kosovo\* (AL-KS), Operatori i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST) and Operator istemi, transmisioni dhe tregu Sh.A. (KOSTT)**  **- North Macedonia – Kosovo\* (MK-KS), Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO) and Operator sistemi, transmisioni dhe tregu Sh.A. (KOSTT)**  **- Serbia – Kosovo\* (RS-KS), Elektromreza Srbije AD (EMS) and Operator sistemi, transmisioni dhe tregu Sh.A. (KOSTT).**  **All TSOs of the Shadow SEE CCR shall by 6 months after the entry into force of this Regulation conclude an agreement with the TSOs of the EU SEE CCR as a basis for the cooperation of the TSOs of Member States and Contracting Parties in the SEE Shadow CCR. This agreement**  **shall apply to the following TSOs for the following borders:**  **- Croatia – Bosnia and Hercegovina (HR - BA), Croatian Transmission System Operator Ltd.**  **(HOPS) and Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)**  **- Croatia – Serbia (HR - RS), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS) and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Hungary – Serbia (HU - RS), Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR) and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Romania – Serbia (RO - RS), Compania Nationalг de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica”**  **S.A. and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Bulgaria – Serbia (BG - RS), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) and Elektromreza Srbije AD (EMS)**  **- Bulgaria – North Macedonia (BG - MK), Elektroenergien Sistemen Operator EAD (ESO) and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)**  **- Greece – North Macedonia (BG - MK), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO)**  **and Makedonski Elektroprenosen Sistem Operator AD (MEPSO)**  **- Greece – Albania (GR - AL), Independent Power Transmission Operator S.A. (IPTO) and Operatori**  **i Sistemit te Transmetimit sh.a. (OST)**  **Article 4**  **Capacity Calculation Region: ITME CCR**  **The ITME CCR shall include the bidding zone border between Italy and Montenegro (IT-ME), TERNA Rete Elettrica Nazionale S.p.A (TERNA) and Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES)**  **Article 5**  **Capacity Calculation Region: EE CCR**  **The Eastern Europe CCR shall include bidding zone border between Ukraine and Moldova (UA - MD), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and I.S. Moldelectrica (MED).**  **With regards to bidding zone borders between Contracting Parties and Member States, all TSOs of the EE CCR shall by 6 months after the entry into force of this Regulation conclude an agreement with the TSOs of EU SEE CCR setting the basis for the cooperation of the EU and non-EU TSOs in the EE CCR. This should apply to the following TSOs for the following borders:**  **- Ukraine - Poland (UA - PL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and PSE S.A. (PSE)**  **- Ukraine - Slovakia (UA - SL), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Slovenskб elektrizanб prenosovб sьstava, a.s. (SEPS)**  **- Ukraine - Hungary (UA - HU), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd (MAVIR)**  **- Ukraine - Romania (UA - RO), Ukrenergo NPC SE (Ukrenergo) and Compania Natională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A (TEL)**  **- Moldova . Romania (MD - RO), I.S. Moldelectrica (MED) and Compania Natională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A (TEL).**  Notă: prevederile respective urmează a fi transpuse prin aprobarea unui actului normativ de reglementare distinct de către ANRE.  A se vedea în acest sens proiectul Codului de rețea privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, publicat pentru consultări publice pe pagina electronică oficială a ANRE:  <https://anre.md/consultari-publice-3-27>, poziția 962. |