

Decizia nr. 666 din 10.04.2019

pentru aprobarea documentului „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”

Având în vedere prevederile art. 9 alin. (5), alin. (7) lit. a) și alin. (10) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, ale art. 36 alin. (7) lit. q) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și solicitarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. nr. 6175/07.02.2019, înregistrată la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei cu nr. 10660/07.02.2019, ținând seama de acordul tuturor autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților Sud-Estul Europei, exprimat în Forumul Regional Sud-Estul Europei al Reglementatorilor în Energie la data de 4 aprilie 2019, de aprobare a documentului „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. i) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea
DECIZIE**

- Art. 1.** - Se aprobă documentul „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, prevăzută în anexa la prezenta decizie.
- Art. 2.** - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” - S.A. duce la îndeplinire prevederile documentului prevăzut la art. 1, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor acestuia.

Art. 3. - Documentul prevăzut la art. 1 se comunică Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. și se publică pe pagina de internet a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, precum și pe pagina de internet a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A., în termen de două zile de la data comunicării.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Dumitru CHIRIȚĂ**

Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*

Operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților Europa de Sud-Est, având în vedere următorul Preambul

(1) Prezentul document (denumit în continuare „metodologia comună de calcul al capacităților” sau „prezenta metodologie”) reprezintă o propunere comună elaborată de toți operatorii de transport și de sistem (denumiți în continuare „OTS”) din cadrul regiunii de calcul al capacităților Europa de Sud-Est (denumită în continuare „Regiunea de calcul al capacităților SEE” sau „RCC SEE”) privind calculul comun al capacităților realizat pentru alocarea capacităților în intervalele de timp ale piețelor pentru ziua următoare și intrazilnice. Prezenta propunere este necesară în conformitate cu prevederile art. 20 alin. (2) și a fost elaborată în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul CACM”).

(2) Prezenta propunere (denumită în continuare „Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților”) ia în considerare principiile și obiectivele generale prevăzute în Regulamentul CACM precum și în Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (denumit în continuare „Regulamentul (CE) nr. 714/2009”).

* „Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor” reprezintă traducerea din limba engleză în limba română a documentului „SEE CCR TSOs’ proposal of a common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management”, elaborat în comun de către toți operatorii de transport și de sistem din RCC SEE și transmis spre aprobare autorităților naționale de reglementare în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „Regulamentul CACM”).

(3) Obiectul Regulamentului CACM este de a coordona și de a armoniza calculul și alocarea capacităților transfrontaliere pe piețele pentru ziua următoare și intrazilnice. În acest scop, este necesar ca OTS din regiunea de calcul al capacităților să calculeze într-o manieră coordonată capacitatea transfrontalieră disponibilă.

(4) Prevederile art. 21 alin. (1) din Regulamentul CACM constituie temeiul legal pentru prezenta propunere și definesc o serie de cerințe specifice pe care Propunerea pentru metodologia comună de calcul al capacităților trebuie să le ia în considerare:

„(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) (...)*
- (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.”

(5) Art. 14 din Regulamentul CACM, referitor la intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, prevede următoarele: „(1). (...) OTS-urile calculează capacitatea interzonală pentru (...) (a) „al pieței pentru ziua următoare, pentru piața pentru ziua următoare” și „(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.”, și „(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.”

(6) Art. 14 din Regulamentul CACM, referitor la intervalul de timp al pieței intrazilnice, prevede următoarele: „(1). (...) OTS-urile calculează capacitatea interzonală pentru (...) (b) „al pieței intrazilnice, pentru piața intrazilnică” și „(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”.

(7) Prevederile art. 20 alin. (1) din Regulamentul CACM definesc metoda utilizată în metodologiile comune de calcul al capacităților drept „metoda bazată pe flux” după ce s-au îndeplinit condițiile prevăzute la art. 20 alin. (4), iar alin. (4) prevede că: „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.”. Prin urmare, Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților se bazează pe metoda privind capacitatea netă de transport coordonată.

(8) Art. 2 pct. (8) din Regulamentul CACM prevede că „metoda 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”.

(9) În contextul prezentei propuneri, definiția „calculatorului capacității coordonate” este importantă și este definită la art. 2 pct. (11) din Regulamentul CACM drept: „entitatea sau entitățile însărcinate cu rolul de a calcula capacitatea de transport, la nivel regional sau la nivel superior”.

(10) Art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM prevede ca Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților să includă o propunere de calendar pentru punerea în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acesteia asupra obiectivelor Regulamentului CACM. Impactul este prezentat mai jos (pct. (11) din prezenta Secțiune preambul).

(11) Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților contribuie la îndeplinirea obiectivelor prevăzute la art. 3 din Regulamentul CACM:

Art. 3 lit. (a) din Regulamentul CACM prevede ca obiectiv promovarea concurenței efective în generarea, comercializarea și furnizarea energiei electrice. Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților conduce la îndeplinirea obiectivului privind promovarea concurenței efective în generarea, comercializarea și furnizarea energiei electrice prin definirea unui set de norme armonizate pentru calculul capacităților și gestionarea congestiilor, ceea ce contribuie la eficacitatea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și intrazilnice. Stabilirea unor procese comune și coordonate pentru calculul capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice contribuie la îndeplinirea acestui obiectiv.

Art. 3 lit. (b) din Regulamentul CACM prevede ca obiectiv asigurarea utilizării optime a infrastructurii de transport. Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților contribuie la îndeplinirea obiectivului de asigurare a unei utilizări optime a infrastructurii de transport prin utilizarea ultimelor date de intrare disponibile, bazate pe cea mai bună prognoză posibilă a sistemelor de transport la momentul fiecărui calcul al capacităților, actualizate în timp util.

Art. 3 lit. (c) din Regulamentul CACM prevede ca obiectiv asigurarea siguranței în funcționare. Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților contribuie la îndeplinirea obiectivului de asigurare a siguranței în funcționare prin coordonarea calculului capacităților cu date de intrare actualizate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice la nivel regional pentru a-i asigura fiabilitatea.

Art. 3 lit. (d) din Regulamentul CACM prevede ca obiectiv optimizarea calculului și alocarea capacităților interzonale. Prin coordonarea între OTS și calculatorul capacității coordonate a calendarelor privind livrarea datelor de intrare, a metodei de calcul și a cerințelor pentru validarea capacității calculate, propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților contribuie la îndeplinirea obiectivului de optimizare a calculului și a alocării capacităților interzonale.

Art. 3 lit. (g) din Regulamentul CACM prevede ca obiectiv contribuția la funcționarea și dezvoltarea eficientă și pe termen lung a sistemelor de transport al energiei electrice și a sectorului energiei electrice din Uniune. Prin utilizarea celei mai bune prognoze posibile a sistemelor de transport, la momentul fiecărui calcul al capacităților în interiorul RCC SEE, rezultatele calculului coordonat al capacităților

contribuie la determinarea celor mai limitative elemente de rețea din această regiune, sprijinind astfel OTS pentru o dezvoltare mai eficientă a sistemului de transport al energiei electrice.

(12) În concluzie, Propunerea privind metodologia comună de calcul al capacităților contribuie la îndeplinirea obiectivelor generale prevăzute în Regulamentul CACM în beneficiul tuturor participanților la piața de energie electrică și a consumatorilor finali de energie electrică.

(13) Metodologia comună de calcul al capacităților are la bază modelele de prognoză ale sistemelor de transport. Prin urmare, rezultatele pot conține inexactități și incertitudini. Scopul marjei de fiabilitate este acela de a acoperi gradul de risc introdus prin aceste erori de prognoză. Însă, pentru a limita impactul acestor incertitudini asupra capacităților interzonale disponibile, este necesară o limitare globală a marjei de fiabilitate, iar incertitudinile care depășesc această limită trebuie gestionate prin alte metode. Prezenta metodologie aplică un interval temporar pentru marja de fiabilitate, prin utilizarea valorilor marjei de fiabilitate aflate deja în uz în cadrul inițiativelor existente de calcul al capacităților. Primul calcul real se poate elabora numai după ce este dobândită o anumită experiență operațională prin aplicarea prezentei metodologii.

(14) Datele de intrare pentru calculul capacităților (marja de fiabilitate, lista elementelor critice de rețea, mecanismele de modificare a generării și acțiunile de remediere) vor fi redefinite și revizuite, dacă va fi necesar, după implementarea prezentei metodologii și după ce se dobândește o experiență operațională. OTS din SEE vor elabora regulat analize ex-post ale acestor parametri de intrare și, dacă este necesar, vor solicita modificarea acestora. În cazul în care orice modificare conduce la adaptarea prezentei metodologii, OTS SEE vor amenda prezenta metodologie în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

(15) Pentru a evita discriminarea nejustificată între schimburile interne și interzonale (și discriminarea implicită dintre participanții la piață care tranzacționează în interiorul sau între zonele de ofertare), prezenta metodologie introduce măsuri importante. OTS SEE monitorizează doar elementele care sunt semnificativ impactate de schimburile interzonale de energie. Ca măsuri pe termen mediu și pe termen lung, OTS SEE investighează un prag de sensibilitate mai mare pentru elementele semnificativ impactate de schimburile interzonale de energie și au în vedere realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport.

(16) În pofida aplicării coordonate a calculului capacităților, OTS SEE rămân responsabili pentru menținerea siguranței în funcționare. Din acest motiv, fiecare OTS SEE validează și are dreptul de a corecta capacitatea interzonală relevantă pentru granița zonei de ofertare a OTS din motive de siguranță în funcționare, în timpul procesului de validare. Prin urmare, sunt necesare transparența, monitorizarea și raportarea, precum și explorarea unor soluții alternative în scopul prevenirii apariției unor cazuri similare pe viitor.

(17) Transparența și monitorizarea calculului capacităților sunt esențiale pentru asigurarea eficienței și a înțelegerii acestuia. Prezenta metodologie stabilește cerințe semnificative pentru OTS privind publicarea informațiilor solicitate de părțile interesate pentru a analiza impactul calculului capacităților asupra funcționării pieței de energie electrică. Mai mult decât atât, prezenta metodologie stabilește cerințe de raportare semnificative astfel încât părțile implicate, autoritățile de reglementare și alte părți interesate să verifice dacă infrastructura de transport este operată eficient și în interesul consumatorilor.

Înaintează tuturor autorităților naționale de reglementare din RCC SEE următoarea propunere pentru metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice:

Articolul 1

Obiect și domeniu de aplicare

Metodologia comună de calcul al capacităților este considerată drept metodologia OTS SEE în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul CACM și include calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice pentru granițele zonei de ofertare din RCC SEE.

Articolul 2

Definiții și interpretări

(1) În înțelesul metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice, termenii utilizați în prezentul document au semnificația definițiilor prevăzute la art. 2 din Regulamentul CACM, la art. 2 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, la art. 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului, la art. 2 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE.

(2) În plus, se aplică următoarele definiții, abrevieri și acronime:

1. „AAC” reprezintă capacitățile deja alocate, însemnând capacitățile alocate ca urmare a ultimului calcul al capacităților în RCC SEE;
2. „ANC” reprezintă capacitățile deja nominalizate, însemnând nominalizarea capacităților deja alocate;
3. „ATC” reprezintă capacitatea disponibilă de transport, însemnând capacitatea care rămâne disponibilă pentru procedura de alocare și respectă condițiile fizice ale sistemului de transport;
4. „CCC” reprezintă calculatorul capacității coordonate al RCC SEE, așa cum este definit la art. 2 pct. (11) din Regulamentul CACM;
5. „RCC” reprezintă regiunea de calcul al capacităților, așa cum este definită la art. 2 pct. (13) din Regulamentul CACM;
6. „CGM” reprezintă modelul comun de rețea, așa cum este definit la art. 2 pct. (2) din Regulamentul CACM;
7. „CGMM” reprezintă metodologia de stabilire a modelului comun de rețea, elaborată conform prevederilor art. 17 din Regulamentul CACM;
8. „CNE” reprezintă elementul critic de rețea;
9. „CNEC” reprezintă elementul critic de rețea cu o contingență;
10. „metoda CNTC” reprezintă metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, definită la art. 2 pct. (8) din Regulamentul CACM;
11. „Z-1” reprezintă ziua dinaintea zilei de livrare;
12. „Z-2” reprezintă două zile înaintea zilei de livrare;

13. „CGM Z-2” reprezintă modelul comun de rețea construit pentru fiecare unitate de timp a pieței cu două zile înainte de ziua de livrare pentru intervalul de timp de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 17 din Regulamentul CACM;
14. „CGM Z-1” reprezintă modelul comun de rețea construit pentru fiecare unitate de timp a pieței cu o zi înainte de ziua de livrare pentru intervalul de timp de calcul al capacităților intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 17 din Regulamentul CACM;
15. „Granița GR-BG” reprezintă granița zonei de ofertare dintre Grecia și Bulgaria;
16. „Granița BG-RO” reprezintă granița zonei de ofertare dintre Bulgaria și România;
17. „Regulamentul FCA” reprezintă Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
18. „GSK” reprezintă mecanismul de modificare a generării, așa cum e definit la art. 2 pct. (12) din Regulamentul CACM;
19. „HVDC” reprezintă un element de rețea de înaltă tensiune în curent continuu;
20. „ I_{max} ” reprezintă curentul maxim admisibil;
21. „LTA” reprezintă capacitatea alocată pe termen lung, însemnând capacitatea alocată ca rezultat al calculului capacităților pe termen lung în RCC SEE;
22. „LTN” reprezintă capacitățile pe termen lung nominalizate, însemnând nominalizarea pe termen lung a capacității alocate pe termen lung;
23. „MTU” reprezintă unitatea de timp a pieței; definiția pentru „ora pieței” este prevăzută la art. 2 pct. (15) din Regulamentul CACM;
24. „NTC” reprezintă capacitatea netă de transport, egală cu schimbul maxim de energie în scopuri comerciale între zone de ofertare adiacente pentru fiecare unitate de timp a pieței într-o anumită direcție;
25. „PST” reprezintă transformatorul defazor;
26. „RA” reprezintă acțiunea de remediere, așa cum este definită la art. 2 pct. (13) din Regulamentul CACM;
27. „RAC” reprezintă coordonarea acțiunilor de remediere;
28. „RM” reprezintă marja de fiabilitate, așa cum este definită la art. 2 pct. (14) din Regulamentul CACM;
29. „RCC SEE” reprezintă regiunea de calcul al capacităților SEE, astfel cum a fost stabilită prin definirea regiunilor de calcul al capacităților conform prevederilor art. 15 din Regulamentul CACM;
30. OTS SEE sunt Independent Power Transmission Operator („ADMIE”), Electricity System Operator EAD („ESO EAD”) și Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. („Transelectrica”);

31.„SO GL” reprezintă Codul de operare a Sistemului (Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice);

32.„TTC” reprezintă capacitatea totală de transport, egală cu schimbul maxim de energie în conformitate cu limitele de siguranță în funcționare între zone de ofertare adiacente, pentru fiecare unitate de timp a pieței, într-o anumită direcție;

33.„UD” reprezintă deviația neintenționată;

34.„UN” reprezintă incertitudinile.

(3) În prezenta metodologie de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice, cu excepția cazului în care se impune diferit în context:

- a) singularul face referire și la plural, și vice versa;
- b) anteturile sunt incluse doar în scopuri informative și nu vor afecta interpretarea prezentei propuneri; și
- c) orice referințe la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau orice alte acte legislative includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv.

Articolul 3

Aplicarea prezentei metodologii

Prezenta metodologie comună de calcul al capacităților se aplică strict calculului comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în cadrul RCC SEE. Metodologiile comune de calcul al capacităților din cadrul altor regiuni de calcul al capacităților sau pentru alte intervale de timp nu fac obiectul prezentei metodologii.

Articolul 4

Capacitățile interzonale pentru piața pentru ziua următoare

(1) Art. 20 alin. (4) din Regulamentul CACM prevede că *„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 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.”*

În baza celor menționate anterior, pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare unitate de timp a pieței pentru ziua următoare sunt calculate utilizând metoda CNTC.

(2) Fiecare OTS din RCC SEE furnizează CCC, fără întârzieri nejustificate, următoarele date de intrare inițiale:

- a) limitele de siguranță în funcționare și contingentele, în conformitate cu prevederile art. 7;
 - b) *RM*, în conformitate cu prevederile art. 6;
 - c) *GSK*, în conformitate cu prevederile art. 8 și
 - d) *RA*, în conformitate cu prevederile art. 9.
- (3) OTS SEE sau o altă entitate delegată de OTS SEE transmit CCC, fără întârzieri nejustificate, LTA și LTN, pentru fiecare MTU aferentă zilei respective. În această situație, în conformitate cu prevederile art. 81 din Regulamentul CACM, OTS care delegă rămâne responsabil pentru asigurarea conformității cu obligațiile care îi revin în temeiul Regulamentului CACM.
- (4) Pentru furnizarea datelor de intrare, OTS din RCC SEE respectă formatele convenite între OTS și CCC din RCC SEE, precum și cerințele și liniile directoare definite prin CGMM.
- (5) Calculul capacităților pentru ziua următoare se bazează pe CGM Z-2 construit conform prevederilor art. 17 și ale art. 28 din Regulamentul CACM.
- (6) Pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare în RCC SEE, realizat de CCC, fluxul aferent procesului include șase etape până la stabilirea domeniului CNTC final pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare:
- a) în prima etapă, CCC realizează un proces de verificare a calității datelor de intrare pentru calculul capacităților, date definite conform prevederilor art. 4 alin. (2) și art. 4 alin. (4);
 - b) cea de-a doua etapă a procesului constă în determinarea CNEC relevante în conformitate cu prevederile art. 7a, utilizate în timpul calculului comun al capacităților;
 - c) etapa a treia constă în determinarea valorilor NTC pe fiecare direcție și graniță a RCC SEE, în conformitate cu prevederile art. 11;
 - d) etapa a patra constă în verificarea faptului că respectivele capacități interzonale, alocate anterior, sunt complet acoperite de valorile NTC în conformitate cu prevederile art. 11;
 - e) după evaluarea LTA, capacitățile interzonale rezultate se validează de către OTS din RCC SEE;
 - f) în cele din urmă, valorile ATC sunt calculate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare cu luarea în considerare a valorilor LTN.
- (7) Așa cum s-a prevăzut anterior, pentru fiecare graniță, direcție și unitate de timp a pieței din RCC SEE, capacitatea de transport disponibilă finală pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare se definește drept diferența dintre valorile NTC calculate și capacitățile deja nominalizate în intervalele de timp anterioare ale pieței.
- (8) În conformitate cu prevederile art. 46 din Regulamentul CACM, CCC și OTS din RCC SEE se asigură că, înaintea termenului pentru fermitatea din ziua următoare, termen definit conform prevederilor art. 69 din Regulamentul CACM, capacitatea interzonală este furnizată entităților relevante.

Articolul 5

Capacitățile interzonale pentru piața intrazilnică

(1) Art. 20 alin. (4) din Regulamentul CACM prevede că „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 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.”

În baza celor de mai sus, pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, valorile individuale ale capacității interzonale pentru fiecare MTU intrazilnică rămasă, sunt calculate utilizând metoda CNTC.

(2) Fiecare OTS din RCC SEE furnizează CCC, fără întârzieri nejustificate, următoarele date de intrare inițiale pentru primul calcul al capacităților intrazilnice și pentru recalculările ulterioare ale capacităților intrazilnice interzonale:

- a) limitele de siguranță în funcționare și contingentele, în conformitate cu prevederile art. 7;
- b) RM, în conformitate cu prevederile art. 6;
- c) GSK în conformitate cu prevederile art. 8 și
- d) RA în conformitate cu prevederile art. 9.

(3) Primul calcul comun al capacităților intrazilnice se realizează la sfârșitul Z-1 pentru toate MTU din ziua Z, iar al doilea calcul al capacităților intrazilnice se realizează în intervalul intrazilnic (adică ziua Z) pentru restul de MTU din ziua Z.

(4) OTS SEE sau o altă entitate delegată de OTS SEE transmit CCC, fără întârzieri nejustificate, AAC și ANC, pentru fiecare unitate de timp a pieței. În această situație, în conformitate cu prevederile art. 81 din Regulamentul CACM, OTS care delegă rămâne responsabil pentru asigurarea conformității cu obligațiile care îi revin în temeiul Regulamentului CACM.

(5) În ceea ce privește furnizarea datelor de intrare, OTS din RCC SEE respectă formatele convenite de comun acord între OTS și CCC din RCC SEE, precum și cerințele și liniile directoare definite prin CGMM.

(6) Calculul capacităților este bazat pe CGM unice Z-1 și intrazilnice, construite în conformitate cu prevederile art. 17 și ale art. 28 din Regulamentul CACM.

(7) Pentru calculul comun al capacităților intrazilnice în RCC SEE, realizat de CCC, fluxul aferent procesului include cinci etape până la stabilirea domeniului CNTC final pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice:

- a) în prima etapă, CCC realizează un proces de verificare a calității datelor de intrare pentru calculul capacităților, date definite conform prevederilor art. 4 alin. (2) și art. 4 alin. (4);
- b) cea de-a doua etapă a procesului constă în determinarea CNEC relevante în conformitate cu prevederile art. 7a, utilizate în timpul calculului comun al capacităților;

- c) cea de-a treia etapă constă în determinarea valorilor NTC pe fiecare direcție și graniță a RCC SEE, în conformitate cu prevederile art. 11;
 - d) după calculul valorilor NTC, capacitățile interzonale rezultate se validează de către OTS din RCC SEE;
 - e) în cele din urmă, valorile ATC sunt calculate pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, ținând cont de valorile ANC.
- (8) Așa cum s-a prevăzut anterior, pentru fiecare graniță, direcție și unitate de timp a pieței din RCC SEE, capacitatea de transport disponibilă finală pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice se definește drept diferența dintre valorile NTC calculate și capacitățile deja nominalizate în intervalele de timp anterioare ale pieței.
- (9) Calculul capacităților interzonale intrazilnice este realizat până la termenul limită stabilit la art. 14 alin. (5), cu respectarea următoarelor etape:
- a) actualizarea capacităților interzonale rămase după calculul capacităților pentru ziua următoare, în toate MTU intrazilnice aferente calculului capacităților, între ora 00:00 și ora 24:00 din ziua Z, și furnizarea acestora drept capacități intrazilnice interzonale către entitățile relevante cu cel puțin 15 minute înainte de ora de deschidere a porții pieței intrazilnice interzonale;
 - b) calculul capacităților interzonale intrazilnice pentru toate MTU intrazilnice aferente calculului capacităților, între ora 00:00 și ora 24:00 din ziua Z. Capacitățile interzonale rezultate din acest calcul sunt publicate și transmise entității relevante cu cel puțin 15 minute înainte de momentul țintă al începerii alocării de la ora 22:00 Z-1;
 - c) recalcularea capacităților intrazilnice interzonale pentru toate MTU aferente calculului capacităților intrazilnice între 12:00 și 24:00 din ziua Z. Capacitățile interzonale rezultate din această recalculare sunt publicate și transmise NEMO cu cel puțin 15 minute înainte de ora 10:00 Z-1 - momentul țintă al începerii alocării.
- (10) OTS SEE evaluează frecvența recalculărilor nu mai târziu de un an de la implementarea metodologiei comune de calcul al capacităților pentru intervalul de piață intrazilnic.

Articolul 6

Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate

- (1) Metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice se bazează pe modele de prognoză ale sistemului de transport. Astfel, rezultatele fac obiectul impreciziilor și incertitudinilor. Scopul marjei de fiabilitate este de a acoperi un nivel de risc indus prin aceste erori de prognoză.
- (2) În conformitate cu prevederile art. 22 alin. (2) și alin. (4) din Regulamentul CACM, RM acoperă următoarele incertitudini privind prognoza:
- a) schimburile interzonale pe granițele zonei de ofertare din exteriorul RCC SEE;

- b) profilul de generare, inclusiv prognozele specifice privind producția eoliană și fotovoltaică;
 - c) mecanismul de modificare a generării;
 - d) prognoza de consum;
 - e) prognoza topologică;
 - f) deviația neintenționată a fluxului ca urmare a operării rezervelor de stabilizare a frecvenței.
- (3) OTS SEE urmăresc să reducă incertitudinile studiind și eliminând factorii ce determină apariția acestora.
- (4) Pentru calculul capacităților realizat pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, OTS din RCC SEE calculează RM pentru granițele BG-GR și BG-RO în conformitate cu prevederile art. 22 din Regulamentul CACM și în baza analizei următoarelor date:
- deviațiile neintenționate ale fluxurilor fizice de energie electrică în cursul unei MTU, cauzate de ajustarea fluxurilor de energie electrică în cadrul și între ariile de control, pentru a menține o frecvență constantă;
 - incertitudinile care ar putea afecta calculul capacităților și care ar putea apărea între intervalul de timp Z-2 și timpul real, pentru MTU în cauză.
- (5) Pentru calculul capacităților realizat pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, OTS din RCC SEE calculează RM pentru granițele BG-GR și BG-RO în conformitate cu prevederile art. 22 din Regulamentul CACM și în baza analizei următoarelor date:
- deviațiile neintenționate ale fluxurilor fizice de energie electrică în cursul unei MTU, cauzate de ajustarea fluxurilor de energie electrică în cadrul și între ariile de control, pentru a menține o frecvență constantă;
 - incertitudinile care ar putea afecta calculul capacităților și care ar putea apărea între calculul respectiv al capacităților și timpul real, pentru MTU avută în vedere.
- (6) Cu privire la UD din motive legate de control, apar deviații între valorile planificate și valorile reale din timpul schimbului de energie între ariile de control învecinate. Acest lucru implică faptul că, la orice moment, schimbul între două arii de control poate fi semnificativ mai mare decât schimbul programat, punând astfel în pericol siguranța în alimentarea cu energie electrică.
- (7) Cu privire la UN, metodologia CNTC se bazează pe diferite date de intrare furnizate de OTS, bazate pe cele mai bune prognoze disponibile la momentul calculului capacităților referitoare la sursele regenerabile de energie, consum, producere sau elemente disponibile de rețea, iar acelea pot diferi de situația în timp real.
- (8) RM pot fi considerate drept date de intrare indirecte pentru procesul de calcul al capacităților, având în vedere că acestea fac referire la diferența survenită atunci când se ating limitele TTC și NTC pentru restricția investigată.
- (9) Determinarea RM se bazează pe o funcție de distribuție a probabilității a deviațiilor între fluxurile de putere la momentul calculului capacităților și fluxurile de putere realizate în timp real.

(10) RM aferente granițelor RCC sunt calculate utilizând o metodă cu trei etape:

- a) într-o primă etapă, pentru fiecare MTU din perioada de observare, CGMs relevante sunt actualizate pentru a lua în calcul situația din timpul real pentru RA incluse în calculul comun al capacităților. Această etapă se realizează prin copierea configurației din timp real a acestor RA și prin aplicarea acestora în CGM istorice în cadrul cărora s-a realizat calculul capacităților. Circulațiile de puteri pe granițele BG-RO și BG-GR din RCC SEE, în conformitate cu prevederile metodologiei comune de calcul al capacităților, se compară apoi cu circulațiile de puteri din timp real înregistrate pe aceleași granițe. Toate diferențele pentru toate MTU aferente unei perioade de observare de un an constituie funcția distribuție de probabilitate a abaterilor între circulațiile preconizate la momentul calculului capacităților și circulațiile realizate în timp real. În situația în care nu sunt disponibile sau simultane toate înregistrările istorice necesare, o metodă alternativă este bazată pe aplicarea directă a înregistrărilor în timp real, furnizate de OTS. Impactul asupra capacității este stabilit prin următoarea ecuație:

$$F_{err} = \frac{F_{real} - F_{up\ CGM}}{SF_{graniță}}$$

unde

F_{err} Eroarea fluxurilor de putere activă cauzată de UD și UN;

F_{real} Fluxurile de putere pe graniță, în timp real;

F_{upCGM} Fluxurile de putere pe graniță, în cadrul CGM relevant actualizat;

$SF_{graniță}$ Factor de sensibilitate pentru granița din RCC SEE, în scenariul de referință;

$$SF_{graniță} = \frac{F_f - F_i}{\Delta P} \times 100$$

unde

F_f Fluxul final de putere activă pe graniță, după aplicarea ΔP ;

F_i Fluxul inițial de putere activă pe graniță, rezultat pe baza CGM relevant;

ΔP Creșterea schimbului cu 100 MW pe granița din RCC SEE.

- b) în cea de-a doua etapă și în conformitate cu prevederile art. 22 alin. (3) din Regulamentul CACM, se calculează funcția de repartiție 95 a distribuției de probabilitate pentru granițele BG-RO și BG-GR din RCC SEE. Astfel, OTS aplică un nivel comun de risc de 5%, și prin urmare valorile RM acoperă 95% din erorile istorice prognozate, în cadrul perioadei de observare;
- c) o a treia etapă posibilă ar putea fi realizarea ajustării operaționale a valorilor derivate anterior, prin modificarea valorilor RM calculate la o valoare din intervalul 1% – 20% din TTC calculată pentru condiții meteorologice normale, pentru care se menține siguranța sistemului.

(11) OTS din RCC SEE stochează pe o perioadă nelimitată de timp diferențele între fluxurile de putere realizate și preconizate, din RCC SEE, într-o bază de date pentru analize statistice. Funcția

distribuție de probabilitate și valorile marjelor de fiabilitate se stochează pe o perioadă nelimitată de timp pentru evaluări ulterioare.

(12) Valorile RM se actualizează anual (inclusiv nivelul de risc) în conformitate cu prevederile art. 15, în baza unei perioade de observare de un an, astfel încât efectele aferente sezonului să poată fi reflectate în valori. Valorile RM rămân fixate până la următoarea actualizare.

(13) Pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare, RM pentru granițele RCC SEE se implementează în termen de 3 luni de la colectarea datelor aferente unei perioade de 1 an de la implementarea calculului capacităților pentru ziua următoare.

(14) Pentru calculul comun al capacităților intrazilnice, RM pentru granițele RCC SEE se implementează în termen de 3 luni de la colectarea datelor aferente unei perioade de 1 an de la implementarea calculului capacităților intrazilnice.

(15) Anterior primului calcul operațional al valorilor RM, OTS din RCC SEE utilizează valorile RM aflate deja în funcționare în cadrul inițiativelor de calcul al capacităților existente. RM anterioare primului calcul operațional pentru granițele BG-RO și BG-GR sunt egale cu 100 MW pentru fiecare direcție.

Articolul 7

Metodologii pentru limitele de siguranță în funcționare, contingențe și restricții de alocare

(1) Fiecare OTS din RCC SEE definește o listă de CNE propuse, care ar putea fi localizate parțial sau integral în propria zonă de control. Lista de CNE este transmisă către CCC, care monitorizează CNE în timpul procesului de calcul coordonat NTC. Această listă se actualizează cel puțin anual, precum și în cazul în care survin modificări în topologia rețelei (punerea în funcțiune a unor noi elemente de rețea în zona de observabilitate a fiecărui OTS) în conformitate cu prevederile art. 15. Un CNE este un element de rețea influențat semnificativ de tranzacțiile interzonale SEE și care este monitorizat în anumite condiții operaționale, denumite contingențe. Un CNE poate fi un element interzonal sau un element de rețea intern. Elementul poate consta într-o linie electrică aeriană, un cablu subteran sau un transformator.

(2) Fiecare OTS din RCC SEE definește o listă de contingențe propuse, utilizate în cadrul analizei siguranței în funcționare elaborată în conformitate cu prevederile art. 33 din SO GL, limitată la relevanța acestora pentru setul de CNE definit conform prevederilor art. 7 alin. (1) și în temeiul prevederilor art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. Contingențele aparținând unui OTS sunt localizate în aria de observabilitate a aceluși OTS. Această listă se actualizează cel puțin anual, precum și în cazul în care survin modificări în topologia rețelei unui OTS (punerea în funcțiune a unor noi elemente de rețea în zona de observabilitate a fiecărui OTS) în conformitate cu prevederile art. 15.

O contingență poate reprezenta o ieșire din funcțiune neplanificată a:

- unei linii electrice aeriene de transport, a unui cablu sau a unui transformator;
- unei bare colectoare;

- unei unități generatoare;
- unui loc de consum; sau
- unui set format din contingențele menționate anterior.

(3) Fiecare OTS din RCC SEE asociază contingențele stabilite conform prevederilor art. 7 alin. (2) cu CNE stabilite conform prevederilor art. 7 alin. (1), cu respectarea normelor stabilite în conformitate cu prevederile art. 75 din SO GL. Până la momentul la care astfel de reguli sunt stabilite și intrate în vigoare, asocierea contingențelor cu CNE se realizează în baza practicii operaționale a fiecărui OTS.

(4) Fiecare OTS din RCC SEE transmite către CCC o listă a CNECs propuse. CCC fuzionează listele cu CNEC furnizate de toți OTS din RCC SEE, într-o singură listă, ce va constitui lista inițială cu CNEC.

(5) În conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Regulamentul CACM, OTS SEE respectă limitele de siguranță în funcționare utilizate în analiza siguranței în funcționare elaborată în conformitate cu prevederile art. 72 din SO GL. Limitele de siguranță în funcționare utilizate în calculul comun al capacităților sunt aceleași cu cele utilizate în analiza siguranței în funcționare, astfel că nu sunt necesare alte descrieri suplimentare în temeiul prevederilor art. 23 alin. (2) din Regulamentul CACM. În special:

a) OTS SEE respectă limita curentului maxim admisibil (I_{max}), care reprezintă limita fizică a unui CNE în conformitate cu politica de siguranță în funcționare prevăzută la art. 25 din SO GL. Curentul maxim admisibil poate fi definit prin:

- (i). limite fixe pentru toate MTU, pentru fiecare din cele patru sezoane;
- (ii). limite fixe pentru toate MTU, în cazul transformatoarelor și a altor tipuri de conductoare care nu sunt sensibile la condițiile ambientale;
- (iii). limite fixe pentru toate MTU, în cazul situațiilor specifice în care limita fizică reflectă abilitatea echipamentelor stațiilor electrice (cum ar fi un disjunctoare, un transformator de curent sau un separator).

b) atunci când este cazul, I_{max} se definește drept limită de curent temporară a CNE în conformitate cu prevederile art. 25 din SO GL. O limită de curent temporară înseamnă că o supraîncărcare este permisă doar pentru o anumită durată de timp.

c) I_{max} reprezintă numai proprietățile fizice reale ale CNE și nu se reduce prin nicio marjă de siguranță, întrucât toate incertitudinile din cadrul calculului comun al capacităților sunt acoperite, pe fiecare CNEC, de marja de fiabilitate (RM) în conformitate cu prevederile art. 6.

(6) OTS SEE nu aplică restricții de alocare.

(7) OTS SEE revizuiesc și actualizează o dată pe an aplicarea metodologiilor de determinare a limitelor de siguranță în funcționare, a listei cu CNE, respectiv a listei cu CNEC și a contingențelor, în conformitate cu prevederile art. 15.

Articolul 7a

Reguli pentru evitarea discriminării nejustificate între schimburile interne și cele interzonale

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (iv) din Regulamentul CACM, această metodologie comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice trebuie să descrie normele de atenuare a posibilei discriminări între tratamentul aplicat tranzacțiilor interne și interzonale, conform prevederilor art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (ii) din Regulamentul CACM și ale art. 1.7 din Anexa I la Regulamentul (CE) 714/2009 și în conformitate cu prevederile art. 3 lit. (a), lit. (b) și lit. (e) din Regulamentul CACM.

(2) OTS din RCC SEE monitorizează doar elementele din lista inițială de CNEC semnificativ impactate de schimburile de putere interzonale. CCC calculează factorii de sensibilitate pentru selectarea CNEC care sunt semnificativ impactate de schimburile de putere interzonale.

(3) Factorii de sensibilitate calculați ca procent utilizând CGM și GSK relevante, sunt definiți după cum urmează:

$$SF_{CNEC} = \frac{P_f - P_i}{\Delta P} \times 100$$

unde,

SF_{CNEC} Factorul de sensibilitate pentru CNEC;

P_f Fluxul de putere activă pe CNEC, după ΔP ;

P_i Fluxul de putere activă pe CNEC, bazat pe CGM relevant;

ΔP Mărirea schimbului cu 100 MW pe granițele din nordul Greciei, respectiv pe granițele din sudul României.

(4) Prin definiție, elementele de rețea interzonale din RCC SEE sunt considerate ca fiind semnificativ impactate. Celelalte CNEC din lista inițială au un factor de sensibilitate mai mare sau egal cu 5% spre a fi luat în considerare în toate etapele aferente calculului comun al capacităților pentru a determina capacitatea interzonală.

(5) Într-o situație excepțională, cum ar fi condițiile meteorologice extreme, condițiile de flux, de topologie sau situații de rețea atipice, un OTS poate decide să modifice lista de CNEC definită conform prevederilor art. 7a alin. (4) pentru una sau mai multe MTU care acoperă perioada preconizată pentru prezența situației excepționale.

- a) în cazul în care, într-o situație excepțională, un OTS decide să utilizeze un CNEC sau un nod care nu este influențat în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare, OTS respectiv informează fără întârzieri nejustificate autoritățile naționale de reglementare SEE și furnizează o descriere clară a situației specifice, oferind informații detaliate precum topologia sau situația specifică a rețelei care a condus la luarea acestei decizii;
- b) în cazul în care, într-o situație excepțională, un OTS decide să excludă un CNEC sau un nod care este influențat în mod semnificativ de modificările pozițiilor nete din zona de ofertare, OTS

respectiv informează autoritățile naționale de reglementare SEE, fără întârzieri nejustificate, și furnizează o descriere clară a situației specifice, oferind informații detaliate cum ar fi topologia sau situația specifică a rețelei care a condus la luarea acestei decizii.

- (6) Ca măsură pe termen mediu, OTS investighează dacă se poate lua în considerare un prag mai înalt de sensibilitate, cu asigurarea siguranței în alimentarea cu energie electrică. Un studiu este transmis autorităților de reglementare din RCC SEE în termen de trei luni de la colectarea datelor pe o perioadă de un an, calculată de la data lansării finale a calculului capacităților pentru ziua următoare.
- (7) Ca măsură pe termen lung, OTS au în vedere realizarea de investiții eficiente.

Articolul 8

Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării

- (1) Fiecare OTS SEE definește un GSK pentru propria zonă de ofertare și pentru fiecare MTU, care transformă o schimbare a poziției nete dintr-o zonă de ofertare într-o schimbare specifică de injecție sau consum în CGM. Această prognoză se bazează pe răspunsul istoric observat al unităților generatoare în ceea ce privește modificarea pozițiilor nete, prețurile de închidere și alți factori fundamentali, contribuind astfel la reducerea RM.
- (2) În conformitate cu prevederile art. 24 din Regulamentul CACM, OTS SEE au elaborat următoarea metodologie pentru a determina mecanismele comune de modificare a generării:
 - a) OTS SEE iau în considerare informațiile disponibile cu privire la generare sau consum, disponibile în modelul comun de rețea pentru fiecare scenariu elaborat în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul CACM, pentru a selecta nodurile care vor contribui la GSK;
 - b) obiectivul OTS SEE este să aplice un GSK care să fie asemănător dispecerizării și șablonului fluxului corespunzător, contribuind astfel la minimizarea marjelor de fiabilitate;
 - c) OTS SEE definesc un mecanism constant de modificare a generării pentru fiecare MTU.
- (3) Pentru aplicarea metodologiei, OTS SEE definesc, pentru procesul de calcul al capacităților, GSKs influențate de producerea reală, existentă în CGM relevant, pentru fiecare MTU. OTS SEE iau în considerare informațiile disponibile privind producerea, existente în CGM, pentru a selecta nodurile care vor contribui la GSK.
- (4) OTS SEE își armonizează metodologiile de determinare a GSK astfel:
 - a) în cadrul propriului GSK, fiecare OTS utilizează unități generatoare flexibile și controlabile care sunt disponibile în interiorul rețelei OTS;
 - b) nu sunt incluse centralele indisponibile ca urmare a retragerilor din exploatare sau a lucrărilor de mentenanță;
 - c) GSK este evaluat zilnic sau ori de câte ori sunt modificări privind așteptările menționate la alin. (1).

- (5) Pentru zona de ofertare Grecia, o reprezentare proporțională a variației generării în raport cu capacitatea rămasă, în baza celei mai bune estimări a ADMIE a profilului inițial de generare, asigură cea mai bună modelare a sistemului grecesc.
- (6) Pentru zona de ofertare Bulgaria, o reprezentare proporțională a variației generării în raport cu capacitatea rămasă, respectând limitele unităților generatoare, în baza celei mai bune estimări a ESO EAD a profilului inițial de generare, asigură cea mai bună modelare a sistemului bulgar. Centralele nucleare nu sunt incluse pe listă.
- (7) Fișierul GSK al Transelectrica conține unitățile dispecerizabile care sunt disponibile în ziua de operare. Centralele nucleare nu sunt incluse pe listă. Factorii de participare ficși ai GSK sunt influențați de producția reală prezentă în CGM relevant.
- (8) Cu aceste GSK, OTS SEE consideră că eroarea de prognoză dintre circulațiile prognozate și cele observate, pentru toate unitățile generatoare din fiecare zonă de ofertare pentru intervalele de timp ale pieței pentru ziua următoare și intrazilnice, vor fi minimizate. Cu aceste GSK, unitățile generatoare care nu sunt flexibile, precum unitățile generatoare dintr-o centrală nucleară, nu sunt incluse în mecanismele de generare.
- (9) GSK sunt transmise către CCC pentru a fi utilizate în calculul capacităților pentru fiecare zonă de ofertare, precum și MTU pentru care GSK trebuie să fie valide. OTS SEE elaborează regulat o analiză ex-post a GSK și, dacă se consideră a fi necesar, solicită modificarea.
- (10) OTS SEE analizează și actualizează anual aplicarea metodologiei pentru mecanismele de modificare a generării în conformitate cu prevederile art. 15.

Articolul 9

Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților

- (1) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (1) din Regulamentul CACM și ale art. 20 alin. (2) din SO GL, OTS SEE definesc individual RA spre a fi luate în considerare pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice. RA relevante trebuie coordonate între OTS, descrise clar și comunicate celorlalți OTS și către CCC.
- (2) Pentru a asigura calculul eficient al capacităților, fiecare OTS din RCC SEE informează în timp util CCC cu privire la orice modificare în RA din cadrul RCC SEE. CCC, care primește RA de la OTS, coordonează procesul și fie propune recomandările inițiale de la OTS, fie elaborează noi propuneri pentru OTS.
- (3) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (2) și alin. (3) din Regulamentul CACM, aceste RA sunt utilizate în calculul capacităților interzonale asigurând, totodată, siguranța în funcționare în timp real.
- (4) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (4) din Regulamentul CACM, pentru a asigura faptul că RA rămase sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare, un OTS poate să nu ia în considerare pentru calculul capacităților o anumită RA. CCC monitorizează și include, în raportul anual, neluările

în considerare sistematice care nu au fost esențiale pentru asigurarea siguranței în funcționare în perioada funcționării în timp real.

(5) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (5) din Regulamentul CACM, calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice ia în considerare RA care nu implică costuri, care pot fi modelate în mod explicit în CGM. Toți OTS din RCC SEE transmit CCC toate RA disponibile, care nu implică costuri și, în scopul validării capacității, toți OTS din RCC SEE transmit CCC toate RA planificate, care nu implică costuri.

(6) RA definite de fiecare OTS SEE sunt fie preventive (înaintea defectului), fie curative (după defect), adică afectează toate CNEC sau doar cazurile de contingență predefinite. Calculul capacității ar putea să aibă în vedere doar acele RA care nu implică costuri și care pot fi modelate. OTS SEE pot utiliza următoarele RA care nu implică costuri, dar fără a se limita la:

- a) modificarea poziției comutatorului de ploturi al unui PST,
- b) acțiune topologică: deschiderea sau închiderea uneia sau mai multor linii electrice aeriene de transport, cablu/cabluri electric/electrice, transformator/transformatoare, cuplă/cuple, sau mutarea unuia sau mai multor elemente de rețea de la o bară colectoare la alta, activarea/dezactivarea uneia sau mai multor bobine de compensare, condensatoare.

(7) În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (6) din Regulamentul CACM, RA luate în considerare sunt aceleași pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice, în funcție de disponibilitatea tehnică a acestora.

(8) RAC în calculul comun al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice este un proces automat, coordonat și de optimizare repetabilă, elaborat de CCC. La calculul capacităților, CCC ia în considerare RA pentru a mări capacitatea interzonală. După calcularea schimburilor maxime de putere între zone de ofertare fără RA, în CGM sunt executate ajustări necesare, luând în considerare RA, iar schimburile maxime de putere între zone de ofertare vor fi recalulate, cu luarea în considerare a RA.

(9) RAC constă din următoarea funcție obiectiv, următoarele restricții și variabile:

- a) obiectivul RAC este de a mări domeniul capacității din jurul pozițiilor nete echilibrate din cadrul procesului de aliniere a modelului comun de rețea, cu funcția obiectiv de a minimiza supraîncărcarea CNEC și/sau a depășirea tensiunilor nodale;
- b) restricțiile sunt limitele de siguranță în funcționare în conformitate cu prevederile art. 7, impactul minim asupra valorii funcției obiectiv pentru utilizarea RA și absența unui impact negativ asupra valorilor TTC calculate în conformitate cu prevederile art. 11.
- c) variabilele reprezintă stările de comutare ale măsurilor topologice și ale pozițiilor ploturilor.

(10) În cazul în care o RA care este disponibilă pentru calculul capacităților în RCC SEE, devine disponibilă și într-o altă RCC, OTS responsabil cu controlul RA are în vedere, la definirea acesteia, o utilizare consecventă în ceea ce privește posibilă aplicare în ambele regiuni, pentru a asigura siguranța în funcționare. Un schimb de RA prevăzute în fiecare RCC, cu suficient impact asupra capacității

interzonale în alte RCC, se coordonează între CCC. CCC SEE ia în considerare această informație pentru aplicarea coordonată a RA în cadrul RCC SEE.

(11) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (iv) din Regulamentul CACM, în prezenta metodologie comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice:

- a) un schimb de acțiuni de remediere preconizate în fiecare RCC, cu un impact suficient asupra capacității interzonale din alte RCC, trebuie să fie coordonat între CCC;
- b) aplicarea coordonată a RA vizează creșterea capacității interzonale în RCC SEE în conformitate cu prevederile art. 29 alin. (4) din Regulamentul CACM;
- c) RA aplicate trebuie să aibă caracter transparent față de toți OTS, inclusiv cele din RCC adiacente, și reprezintă date de intrare pentru analiza coordonată a siguranței în funcționare stabilită conform prevederilor art. 75 din SO GL.

(12) OTS SEE revizuiesc și actualizează anual acțiunile de remediere luate în considerare la calculul capacităților, conform art. 15.

Articolul 10

Metodologia de validare a capacității interzonale

(1) În conformitate cu prevederile art. 26 alin. (1) și ale art. 26 alin. (3) din Regulamentul CACM, fiecare OTS din RCC SEE validează și are dreptul să corecteze în timpul procesului de validare capacitatea interzonală relevantă pentru granițele zonei de ofertare ale OTS din motive ce țin de siguranța în funcționare. În situații excepționale, capacitățile interzonale pot fi diminuate de către OTS. Aceste situații sunt:

- a) apariția unei contingente excepționale sau o retragere forțată din exploatare, conform prevederilor art. 3 din SO GL;
- b) când RA, care sunt necesare pentru asigurarea capacității calculate, sunt insuficiente pentru asigurarea siguranței în funcționare;
- c) consum extrem de scăzut al unui OTS care conduce la o inerție scăzută a sistemului și la condiții de tensiune mărită și prin urmare necesită un număr minim de centrale electrice în rețea;
- d) o eroare în datele de intrare, care conduce la o supraestimare a capacității interzonale din perspectiva siguranței în funcționare.

(2) Atunci când efectuează validarea, OTS SEE pot lua în considerare limitele siguranței în funcționare conform prevederilor art. 7. Atunci când se iau în considerare asemenea limite, ei pot considera modele de rețea adiționale și/sau alte informații relevante din situația în timp real. Prin urmare, OTS SEE utilizează instrumente elaborate de CCC pentru analize dar, de asemenea, pot utiliza și instrumente de verificare care nu sunt disponibile CCC.

(3) Dacă unul sau mai mulți OTS SEE nu validează capacitatea interzonală calculată, OTS în cauză comunică CCC cantitatea actualizată a capacităților interzonale pentru granița în cauză, precum și

motivele reducerii. Capacitatea interzonală finală este valoarea minimă transmisă de OTS SEE privind granița în cauză.

(4) Orice reducere a capacităților interzonale în timpul procesului de validare se comunică și se justifică participanților la piața de energie electrică și autorităților naționale de reglementare SEE. CCC transmite un raport trimestrial autorităților de reglementare care include cantitatea aferentă reducerii capacității interzonale și motivul reducerii, în temeiul prevederilor art. 26 alin. (5) din CACM. În cazul unei reduceri, raportul trebuie să includă informații pentru fiecare graniță a zonei de ofertare și direcție, precum și pentru fiecare MTU (adică identificarea graniței și a direcției; volumul reducerii; motive detaliate pentru reducere, inclusiv restricția de siguranță încălcată, și în ce circumstanțe a fost încălcată; valorile pentru NTC înainte și după contingență; RA incluse în CGM înainte de calculul capacităților; OTS care a invocat reducerea în caz de reduceri ca urmare a unor validări individuale) și măsurile propuse pentru a evita reduceri similare în viitor. Raportul trebuie să includă și cel puțin următoarele date agregate: statistici privind numărul, cauzele, volumul și pierderea estimată a surplusului economic a reducerilor aplicate de către OTS diferiți și măsurile generale pentru a evita pe viitor reducerea de capacitate.

(5) Atunci când un anumit OTS SEE a redus capacitatea pentru granița proprie în mai mult de 1% dintre MTU din trimestrul analizat, OTS în cauză transmite CCC un raport detaliat și un plan de acțiune, descriind cum estimează modalitatea prin care se vor atenua și rezolva astfel de abateri pe viitor.

(6) În timpul procesului de validare, CCC se coordonează cu CCC învecinați și cel puțin reducerile capacității interzonale sunt comunicate între aceștia. Orice informație din partea CCC învecinați cu privire la capacitatea interzonală redusă se transmite OTS SEE.

Articolul 11

Descrierea matematică a metodei de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice

(1) CNTC este un calcul centralizat bazat pe fluxuri de sarcină c.a., ce livrează parametrul principal necesar pentru definirea domeniului CNTC, respectiv TTC. TTC reprezintă schimbul maxim de energie electrică pe o graniță a zonei de ofertare, iar calculul se realizează în conformitate cu următoarea procedură:

- a) se utilizează modelul comun de rețea, mecanismele de modificare a generării și lista de CNEC definită în conformitate cu prevederile art. 7a pentru a calcula schimbul maxim de putere pe granițele zonei de ofertare, ce va fi egal cu schimbul maxim de putere calculat între două zone de ofertare pe oricare parte a graniței zonei de ofertare, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare;
- b) se ajustează schimbul maxim de putere utilizând acțiunile de remediere în conformitate cu prevederile art. 9.

(2) CCC definește valorile TTC pentru fiecare MTU pentru granițele din nordul Greciei, granița BG-GR, granițele din sudul României, granița BG-RO. Aceste valori se transmit către OTS din RCC SEE pentru validarea granițelor BG-RO și BG-GR.

(3) TTC pe direcția BG-GR este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei (sistemele electroenergetice din Albania, FYROM, Bulgaria și Turcia) până la sistemul electroenergetic al Greciei:

$$TTC_{BG-GR} = k_{BG-GR} \cdot TTC_{sisteme\ din\ nordul\ Greciei-GR}$$

unde

TTC_{BG-GR}	TTC pe direcția BG-GR
k_{BG-GR}	factor de diviziune pentru direcția BG-GR
$TTC_{sisteme\ din\ nordul\ Greciei-GR}$	TTC de la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei până la sistemul electroenergetic al Greciei

(4) TTC pe direcția GR-BG este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la sistemul electroenergetic al Greciei până la toate sistemele din nordul Greciei (sistemele electroenergetice din Albania, FYROM, Bulgaria și Turcia):

$$TTC_{GR-BG} = k_{GR-BG} \cdot TTC_{GR-sisteme\ din\ nordul\ Greciei}$$

unde

TTC_{GR-BG}	TTC pe direcția GR-BG
k_{GR-BG}	factor de diviziune pentru direcția GR-BG
$TTC_{GR-sisteme\ din\ nordul\ Greciei}$	TTC de la sistemul electroenergetic al Greciei până la toate sistemele electroenergetice din nordul Greciei

(5) TTC pe direcția BG-RO este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la toate sistemele electroenergetice din sudul României (sistemele electroenergetice din Bulgaria și Serbia) până la sistemul electroenergetic românesc:

$$TTC_{BG-RO} = k_{BG-RO} \cdot TTC_{sisteme\ din\ sudul\ României-RO}$$

unde

TTC_{BG-RO}	TTC pe direcția BG-RO
k_{BG-RO}	factor de diviziune pentru direcția BG-RO
$TTC_{sisteme\ din\ sudul\ României-RO}$	TTC de la toate sistemele electroenergetice din sudul României până la sistemul electroenergetic românesc

(6) TTC pe direcția RO-BG este o pondere din valoarea TTC totală, calculată de la sistemul electroenergetic românesc până la toate sistemele electroenergetice din sudul României (sistemele electroenergetice din Bulgaria și Serbia):

$$TTC_{RO-BG} = k_{RO-BG} \cdot TTC_{RO-sisteme\ din\ sudul\ României}$$

unde

TTC_{RO-BG}	TTC pe direcția RO-BG
k_{RO-BG}	factor de diviziune pentru direcția RO-BG
$TTC_{RO-sisteme\ din\ sudul\ României}$	TTC de la sistemul electroenergetic românesc până la toate sistemele electroenergetice din sudul României

(7) Factorul de diviziune utilizat pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în anul Y se va baza pe valorile NTC din ultimii doi ani. Această metodă este bazată pe prevederile art. 3 lit. (h) din Regulamentul CACM și care contribuie la realizarea obiectivului privind respectarea necesității unei piețe echitabile și ordonate și a formării unor prețuri echitabile și ordonate și care asigură o repartizare echitabilă a costurilor și a beneficiilor între OTS implicați. În plus, metoda respectă normele privind distribuirea veniturilor din congestii (conform definițiilor prevăzute la art. 73 din Regulamentul CACM și la art. 57 din Regulamentul FCA) colectate de OTS și prin urmare nu denaturează semnalele pentru investiții primite de către OTS prin intermediul veniturilor din congestii. Factorii de diviziune utilizați în calculul NTC vor respecta siguranța în funcționare în conformitate cu prevederile art. 3 lit. (c) din Regulamentul CACM, nu vor denatura semnalele pentru investiții primite de către OTS prin intermediul veniturilor din congestii și vor permite o planificare financiară rezonabilă în conformitate cu prevederile art. 73 din Regulamentul CACM.

(8) Factorul de diviziune pentru direcția BG-GR se determină cu ajutorul următoarei ecuații:

$$k_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} / NTC_{sisteme\ din\ nordul\ Greciei-GR}$$

unde:

k_{BG-GR}	factorul de diviziune, exprimat ca procent, aplicat pe direcția BG-GR pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în anul Y
NTC_{BG-GR}	valoarea medie a NTC pe direcția BG-GR din ultimii doi ani (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost scoasă din funcțiune pentru lucrări de mentenanță)
$NTC_{sisteme\ din\ nordul\ Greciei-GR}$	valoarea medie a NTC totală pe direcția sistemele din nordul Greciei-GR din ultimii doi ani (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost scoasă din funcțiune pentru lucrări de mentenanță)

(9) Factorul de diviziune pentru direcția GR-BG se determină cu ajutorul următoarei ecuații:

$$k_{GR-BG} = NTC_{GR-BG} / NTC_{GR-sisteme\ din\ nordul\ Greciei}$$

unde:

k_{GR-BG}	factorul de diviziune, exprimat ca procent aplicat pe direcția GR-BG pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în anul Y
NTC_{GR-BG}	valoarea medie a NTC pe direcția GR-BG din ultimii doi ani (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost scoasă din funcțiune pentru lucrări de mentenanță)
$NTC_{GR-sisteme\ din\ nordul\ Greciei}$	valoarea medie a NTC totală pe direcția GR-sistemele din nordul Greciei din ultimii doi ani (exclusiv perioada în care linia de interconexiune BG-GR a fost scoasă din funcțiune pentru lucrări de mentenanță)

(10) Factorul de diviziune pentru direcția BG-RO se determină cu ajutorul următoarei ecuații:

$$k_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} / NTC_{sisteme\ din\ sudul\ României-RO}$$

unde:

k_{BG-RO}	factorul de diviziune, exprimat ca procent aplicat pe direcția BG-RO pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în anul Y
NTC_{BG-RO}	valoarea medie a NTC pe direcția BG-RO din ultimii doi ani
$NTC_{sisteme\ din\ sudul\ României-RO}$	valoarea medie a NTC totală pe direcția sistemele din sudul României-RO din ultimii doi ani

(11) Factorul de diviziune pentru direcția RO-BG se determină cu ajutorul următoarei ecuații:

$$k_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} / NTC_{RO-sisteme\ din\ sudul\ României}$$

unde:

k_{RO-BG}	factorul de diviziune, exprimat ca procent aplicat pe direcția RO-BG pentru calculul capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice în anul Y
NTC_{RO-BG}	valoarea medie a NTC pe direcția RO-BG din ultimii doi ani
$NTC_{RO-sisteme\ din\ sudul\ României}$	valoarea medie a NTC totală pe direcția RO-sistemele din sudul României din ultimii doi ani

(12) CCC din RCC SEE transmite OTS SEE valorile NTC validate după aplicarea RM definite în conformitate cu prevederile art. 6 atât pentru granița BG-RO, cât și pentru granița BG-GR.

(13) NTC pe granița BG-GR se determină cu ajutorul următoarelor ecuații:

$$NTC_{BG-GR} = TTC_{BG-GR} - RM_{BG-GR}$$

$$NTC_{GR-BG} = TTC_{GR-BG} - RM_{GR-BG}$$

unde

NTC_{BG-GR}	NTC pe direcția BG-GR
NTC_{GR-BG}	NTC pe direcția GR-BG
TTC_{BG-GR}	TTC pe direcția BG-GR
TTC_{GR-BG}	TTC pe direcția GR-BG
RM_{BG-GR}	RM pe direcția BG-GR
RM_{GR-BG}	RM pe direcția GR-BG

(14) NTC pe granița BG-RO se determină cu ajutorul următoarelor ecuații:

$$NTC_{BG-RO} = TTC_{BG-RO} - RM_{BG-RO}$$

$$NTC_{RO-BG} = TTC_{RO-BG} - RM_{RO-BG}$$

unde

NTC_{BG-RO}	NTC pe direcția BG-RO
$NTC_{RO-BG} =$	NTC pe direcția RO-BG
TTC_{BG-RO}	TTC pe direcția BG-RO
TTC_{RO-BG}	TTC pe direcția RO-BG
RM_{BG-RO}	RM pe direcția BG-RO
RM_{RO-BG}	RM pe direcția RO-BG

(15) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (iii) din Regulamentul CACM, OTS SEE aplică reguli pentru a lua în considerare capacitatea interzonală alocată anterior. Obiectivul regulilor este de a verifica faptul că valoarea ATC de pe fiecare graniță și direcție din RCC SEE rămâne pozitivă în cazul capacității comerciale alocate anterior.

(16) ATC, care ține cont de AAC, se determină cu ajutorul următoarelor ecuații în cazul graniței BG-GR:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-GR} &= NTC_{BG-GR} - AAC_{BG-GR} + AAC_{GR-BG} \\ ATC_{GR-BG} &= NTC_{GR-BG} - AAC_{GR-BG} + AAC_{BG-GR} \end{aligned}$$

unde

ATC_{BG-GR}	ATC pe direcția BG-GR
NTC_{BG-GR}	NTC pe direcția BG-GR
AAC_{BG-GR}	AAC pe direcția BG-GR
AAC_{GR-BG}	AAC pe direcția GR-BG
ATC_{GR-BG}	ATC pe direcția GR-BG
NTC_{GR-BG}	NTC pe direcția GR-BG

(17) ATC, care ține cont de AAC, se determină cu ajutorul următoarelor ecuații în cazul graniței BG-RO:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-RO} &= NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-RO} + AAC_{RO-BG} \\ ATC_{RO-BG} &= NTC_{RO-BG} - AAC_{RO-BG} + AAC_{BG-RO} \end{aligned}$$

unde

ATC_{BG-RO}	ATC pe direcția BG-RO
NTC_{BG-RO}	NTC pe direcția BG-RO
AAC_{BG-RO}	AAC pe direcția BG-RO
AAC_{RO-BG}	AAC pe direcția RO-BG
ATC_{RO-BG}	ATC pe direcția RO-BG
NTC_{RO-BG}	NTC pe direcția RO-BG

(18) ATC pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, precum și pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, se determină cu ajutorul următoarelor ecuații pentru granița BG-GR, ținând cont de valorile NTC calculate anterior și de ANC:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-GR} &= NTC_{BG-GR} - ANC_{BG-GR} + ANC_{GR-BG} \\ ATC_{GR-BG} &= NTC_{GR-BG} - ANC_{GR-BG} + ANC_{BG-GR} \end{aligned}$$

unde

ATC_{BG-GR}	ATC pe direcția BG-GR
NTC_{BG-GR}	NTC pe direcția BG-GR
ANC_{BG-GR}	ANC pe direcția BG-GR
ANC_{GR-BG}	ANC pe direcția GR-BG
ATC_{GR-BG}	ATC pe direcția GR-BG
NTC_{GR-BG}	NTC pe direcția GR-BG

(19) ATC pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, precum și pentru intervalul de timp al pieței intrazilnice, se determină cu ajutorul următoarelor ecuații pentru granița BG-RO, ținând cont de valorile NTC calculate anterior și de ANC:

$$\begin{aligned} ATC_{BG-RO} &= NTC_{BG-RO} - ANC_{BG-RO} + ANC_{RO-BG} \\ ATC_{RO-BG} &= NTC_{RO-BG} - ANC_{RO-BG} + ANC_{BG-RO} \end{aligned}$$

unde

ATC_{BG-RO}	ATC pe direcția BG-RO
NTC_{BG-RO}	NTC pe direcția BG-RO
ANC_{BG-RO}	ANC pe direcția BG-RO
ANC_{RO-BG}	ANC pe direcția RO-BG
ATC_{RO-BG}	ATC pe direcția RO-BG
NTC_{RO-BG}	NTC pe direcția RO-BG

(20) Dacă valorile ATC calculate în conformitate cu prevederile art. 11 alin. (18) și ale art. 11 alin. (19) sunt negative, nu se va pune la dispoziție nicio capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, respectiv intrazilnice.

(21) În conformitate cu prevederile art. 46 din Regulamentul CACM, CCC și OTS din RCC SEE se asigură că, capacitatea interzonală validată pentru ziua următoare este pusă la dispoziția entității relevante nu mai târziu de termenul pentru fermitatea din ziua următoare, definit conform prevederilor art. 69 din Regulamentul CACM.

(22) În conformitate cu prevederile art. 58 din Regulamentul CACM, CCC și OTS din RCC SEE se asigură că, capacitatea interzonală validată pentru intervalul intrazilnic este furnizată entității relevante nu mai târziu de 15 minute înaintea orei de deschidere a porții intrazilnice interzonale.

Articolul 12

Proceduri de ultimă instanță

(1) Anterior calculului comun al capacităților, OTS din RCC SEE pun la dispoziția CCC capacitățile interzonale coordonate, definite în conformitate cu procesele de calcul al capacităților pe termen lung. Pentru intervalul pieței pentru ziua următoare, drept soluție de ultimă instanță se utilizează valorile NTC calculate pentru procesele anuale și lunare.

(2) Pentru calculul comun al capacităților pentru ziua următoare, în cazul în care are loc un incident în procesul de calcul al capacităților (incident cauzat de, printre altele, un defect tehnic al instrumentelor, o eroare în infrastructura de comunicații, sau date de intrare corupte sau lipsă), iar CCC nu poate produce rezultate în termenul alocat procesului de calcul, OTS SEE validează, pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare, capacitățile interzonale coordonate calculate în intervalul de timp pe termen lung.

(3) Anterior calculului comun al capacităților intrazilnice, OTS din RCC SEE pun la dispoziția CCC capacitățile interzonale coordonate, calculate în cadrul proceselor de calcul al capacităților pentru ziua următoare.

(4) Pentru calculul comun al capacităților intrazilnice, în cazul în care are loc un incident în procesul de calcul al capacităților (incident cauzat de, printre altele, un defect tehnic al instrumentelor, o eroare în infrastructura de comunicații, sau date de intrare corupte sau lipsă), iar CCC nu poate produce rezultate, OTS SEE validează capacitățile interzonale calculate în cadrul proceselor de calcul al capacităților pentru ziua următoare.

(5) OTS SEE furnizează datele de intrare către CCC cu câteva ore înainte de deschiderea porții în intervalul de timp relevant. Termenele limită exacte vor fi definite în timpul perioadei de simulare. În cazul în care OTS furnizează datele de intrare către CCC, constatate de către CCC a fi incomplete sau lipsă, CCC utilizează valorile relevante din intervalul de timp anterior.

Articolul 13

Luarea în considerare a granițelor zonei de ofertare din afara RCC SEE

(1) În conformitate cu prevederile art. 21 alin. (1) lit. (b) pct. (vii) din Regulamentul CACM, OTS SEE iau în considerare influențele altor RCC prin elaborarea de ipoteze privind viitoarele schimburi non-SEE în conformitate cu prevederile art. 18 alin. (3) din Regulamentul CACM și ale art. 19 din CGMM.

(2) Ipotezele privind schimburile non-SEE sunt luate în considerare în mod implicit în CGM relevant prin intermediul celor mai bune prognoze ale OTS non-SEE cu privire la pozițiile nete și fluxurile pe liniile HVDC, în conformitate cu prevederile art. 18 alin. (3) din Regulamentul CACM și sunt utilizate ca bază pentru calculul comun al capacităților. În RCC SEE, aceasta constituie regula pentru repartizarea capabilităților fluxului de putere în rândul diferitelor RCC.

Articolul 14

Publicarea și Calendarul de Implementare a metodologiei de calcul al capacităților

(1) OTS din RCC SEE publică prezenta metodologie de calcul al capacităților pentru ziua următoare și intrazilnice fără întârzieri nejustificate, după ce toate autoritățile naționale de reglementare relevante au aprobat metodologia propusă sau după ce s-a luat o decizie de către Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (10)-(12) din Regulamentul CACM.

(2) OTS din RCC SEE încep procesul de implementare a prezentei metodologii de calcul la intrarea în vigoare a prezentei metodologii și este formată din următoarele etape:

- a) testarea în paralel, internă, perioadă în care OTS testează procesele operaționale pentru datele de intrare pentru calculul capacităților, procesul de calcul al capacităților și validarea capacității și dezvoltarea unor instrumente IT și a unei infrastructuri IT adecvate;
- b) testarea în paralel, externă, perioadă în care OTS vor continua testarea proceselor interne și a infrastructurii și a instrumentelor IT. În plus, OTS SEE vor implica participanții la piața de energie pentru a testa efectele aplicării prezentei metodologii asupra pieței de energie. În conformitate cu prevederile art. 20 alin. (8) din Regulamentul CACM, această etapă nu va fi mai scurtă de șase luni.

(3) În timpul testării în paralel, interne și externe, OTS SEE continuă să monitorizeze efectele și performanța aplicării prezentei metodologii. În acest scop, aceștia elaborează, în coordonare cu autoritățile de reglementare din SEE, cu ACER și cu părțile interesate, criteriile de monitorizare și de

performanță și includ rezultatele monitorizării într-un raport trimestrial. După implementarea prezentei metodologii, rezultatele monitorizării se publică într-un raport anual.

(4) OTS din RCC SEE implementează metodologia comună de calcul al capacităților pentru ziua următoare nu mai târziu de 1 iulie 2020.

(5) OTS din RCC SEE implementează calculul capacităților intrazilnice în următoarele intervale de timp:

- a) actualizarea capacităților interzonale conform prevederilor art. 5 alin. (9) lit. a), până la data limită de implementare a calculului capacităților pentru ziua următoare;
- b) calculul capacităților intrazilnice interzonale conform prevederilor art. 5 alin. (9) lit. b), în termen de 3 luni de la implementarea metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare; și
- c) recalcularea capacităților intrazilnice interzonale conform prevederilor art. 5 alin. (9) lit. c), în termen de 12 luni de la implementarea calculului capacităților intrazilnice interzonale conform lit. b).

(6) Testările în paralel pot începe cel mai devreme în anul 2020 ca urmare a perioadei necesare pentru achiziționarea, dezvoltarea și testarea programului industrializat de calcul al capacităților.

Articolul 15

Revizii și actualizări

(1) În baza prevederilor art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM și în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (4) din Regulamentul CACM, toți OTS evaluează și actualizează în mod regulat și cel puțin o dată pe an parametrii principali de intrare și de ieșire, prevăzuți la art. 27 alin. (4) lit. (a) - (d) din Regulamentul CACM.

(2) În cazul în care procesul de evaluare demonstrează necesitatea unei revizuirii a metodologiei privind marjele de fiabilitate, OTS SEE publică modificările nu mai târziu de 1 lună înaintea implementării.

(3) În situația în care procesul de evaluare demonstrează necesitatea unei actualizări a limitelor de siguranță în funcționare, a elementelor critice de rețea și a contingențelor utilizate pentru datele de intrare pentru calculul capacităților conform prevederilor art. 7, OTS din RCC SEE publică modificările cu cel puțin o săptămână înainte de implementare.

(4) Evaluarea listei comune de RA luate în considerare în calculul capacităților, include cel puțin o evaluare a eficienței RA avute în vedere în timpul RAC.

(5) În cazul în care procesul de evaluare demonstrează necesitatea actualizării aplicării metodologiilor pentru determinarea mecanismelor de modificare a generării, a limitelor de siguranță în funcționare, a elementelor critice de rețea și a contingențelor prevăzute la art. 23 și la art. 24 din Regulamentul CACM, modificările trebuie publicate în termen de cel puțin 3 luni anterior implementării finale.

(6) Orice modificări ale parametrilor prevăzuți la art. 27 alin. (4) din Regulamentul CACM trebuie să fie comunicate participanților la piață, autorităților de reglementare SEE și ACER.

(7) Impactul oricăror modificări ale parametrilor prevăzuți la art. 27 alin. (4) lit. (d) din Regulamentul CACM trebuie să fie comunicate participanților la piața de energie electrică, autorităților de reglementare SEE și ACER. În cazul în care orice modificare conduce la revizuirea metodologiei, OTS SEE vor amenda prezenta metodologie în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (13) din Regulamentul CACM.

Articolul 16

Publicarea datelor

(1) În conformitate cu prevederile art. 3 lit. (f) din Regulamentul CACM, având drept scop asigurarea și sporirea transparenței și fiabilității informațiilor comunicate autorităților de reglementare și participanților la piață, OTS SEE și CCC publică regulat datele privind procesul de calcul al capacităților conform prezentei metodologii, pe o platformă de comunicare online dedicată, reprezentând toți OTS din RCC SEE. Pentru a asigura participanților la piața de energie electrică o înțelegere clară a datelor publicate, OTS SEE și CCC elaborează un ghid și îl publică pe platforma de comunicare. Ghidul include cel puțin descrierea fiecărei date, inclusiv unitatea acesteia și convenția implicită.

(2) Cu cel puțin 30 minute înainte de ora de deschidere a porții pieței, în cazul calculului capacităților, și cu cel puțin 15 minute înainte de ora de deschidere a porții pieței în cazul calculului capacităților intrazilnice, OTS SEE și CCC publică următoarele date (în plus față de datele și definițiile prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele de energie electrică), cu excepția datelor de la pct. i):

- a) valorile NTC determinate pentru intervalele de timp ale pieței pentru ziua următoare și intrazilnice;
- b) RM pentru fiecare direcție de pe granițele RCC SEE;
- c) RA rezultate din RAC, iar pentru fiecare RA se publică tipul RA, localizarea RA, dacă respectiva RA a fost preventivă sau curativă, iar în cazul în care RA a fost curativă, se publică și o listă cu date de identificare a CNEC, descriind CNEC la care a fost asociată RA;
- d) CNEC limitative;
- e) pentru fiecare CNEC, se publică metoda pentru determinarea I_{max} în conformitate cu prevederile art. 7 alin. (5) lit. a);
- f) pentru fiecare CNEC, codul EIC al CNE și al contingenței;
- g) denumirile reale ale CNEC;
- h) următoarele informații de prognoză incluse în CGM, pentru fiecare MTU și zonă de ofertare din RCC SEE:
 - (i). consumul;

- (ii). producția;
- (iii). pozițiile nete;
- (iv). programele de schimb cu granițe ale zonelor de ofertare din adara SEE.

i) la fiecare 6 luni, publicarea unui model static de rețea actualizat, de fiecare OTS SEE.

(3) OTS individuali din SEE pot să nu publice informațiile care dezvăluie date privind amplasamentul, prevăzute la alin. (2) lit. c)-i), dacă așa este solicitat de către o autoritate de reglementare competentă sau de către legislația națională relevantă din motive ce țin de protecția infrastructurii critice. Într-un astfel de caz, informațiile prevăzute la alin. (2) lit. f) se înlocuiesc cu date de identificare anonime, ce vor fi stabile pentru fiecare CNEC de-a lungul tuturor MTU. Datele de identificare anonime vor fi, de asemenea, utilizate în alte comunicări OTS privind CNEC, inclusiv comunicările privind retragerea din exploatare sau o investiție în rețea. Lista datelor protejate, conform prezentului alineat, se publică pe platforma de comunicare prevăzută la alin. (1).

(4) Orice modificare privind datele de identificare prevăzute la alin. (2) lit. f) și la alin. (3), sunt notificate public cu cel puțin o lună înaintea intrării acesteia în vigoare. Notificarea include cel puțin data intrării în vigoare a noilor date de identificare și corespondența dintre datele de identificare vechi și cele noi, pentru fiecare CNEC.

(5) Autoritățile de reglementare pot solicita informații adiționale pentru a fi publicate de către OTS. OTS relevant publică aceste informații dacă sunt solicitate de autoritatea de reglementare competentă. Toate autoritățile de reglementare își coordonează solicitările între ele, cu părțile interesate relevante și cu ACER.

Articolul 17

Calitatea datelor publicate

(1) Cu cel puțin șase luni înainte de implementarea prezentei metodologii, OTS SEE stabilesc de comun acord și publică procedura comună pentru monitorizarea și asigurarea calității și disponibilității datelor pe platforma online de comunicare dedicată, prevăzută la art. 16. În cadrul acestei acțiuni, aceștia se coordonează cu părțile interesate relevante și cu autoritățile de reglementare din RCC SEE.

(2) Procedura prevăzută la alin. (1) se aplică de către CCC și constă în procese continue de monitorizare și de raportare în raportul anual. Procesul continuu de monitorizare are în vedere următoarele elemente:

- a) individual, pentru fiecare OTS, și pentru RCC SEE în ansamblu: indicatorii de calitate a datelor ce descriu precizia, exactitatea, reprezentativitatea datelor, precum și integritatea, comparabilitatea și sensibilitatea datelor;
- b) ușurința în colectarea datelor, atât manual cât și automat;
- c) efectuarea verificărilor automate de date în scopul acceptării sau respingerii automate a datelor individuale înainte de publicare, pe baza atributelor de date solicitate (de ex. tipul de date, valoarea inferioară/superioară etc.).

Indicatorii de calitate sunt monitorizați în funcționarea zilnică și sunt puși la dispoziție pe platformă pentru fiecare set de date și furnizor de date, astfel încât utilizatorii datelor să poată lua în considerare aceste informații atunci când accesează datele și le utilizează.

- (3) CCC introduce în raportul anual cel puțin următoarele elemente:
 - a) rezumatul calității datelor transmise de fiecare furnizor de date;
 - b) evaluarea ușurinței în colectarea datelor (atât manuală cât și automată);
 - c) rezultatele sondajului de satisfacție efectuat anual la părțile interesate și la autoritățile de reglementare;
 - d) propunerile de îmbunătățire a calității datelor furnizate și/sau a ușurinței în colectarea datelor.
- (4) OTS din RCC SEE se angajează la o valoare minimă pentru cel puțin o parte dintre indicatorii menționați la alin. (2), care să fie atinsă de fiecare OTS, în medie, în fiecare lună. În cazul în care un OTS nu reușește să îndeplinească cel puțin una dintre cerințele de calitate a datelor, acest OTS transmite către CCC, în decurs de 1 lună de la încălcarea pragului, motivele detaliate privind netransmiterea informațiilor, precum și un plan de acțiuni pentru a corecta greșelile din trecut și pentru a preveni altele pe viitor. În termen de cel mult trei luni de la încălcarea pragului, acest plan de acțiuni trebuie să fie complet implementat, iar problemele să fie rezolvate. Aceste informații se publică pe platforma online de comunicații și în raportul anual.

Articolul 18

Monitorizare, raportare și informare către autoritățile de reglementare

- (1) Cu privire la secțiunea de preambul și la prevederile art. 26 alin. (5) din Regulamentul CACM, datele de monitorizare sunt transmise autorităților de reglementare din SEE ca bază pentru monitorizarea unui management al congestiilor nediscriminator și eficient în cadrul SEE.
- (2) Datele de monitorizare furnizate constituie și baza raportului semestrial transmis conform prevederilor art. 31 din Regulamentul CACM.
- (3) CCC, cu sprijinul OTS din RCC SEE acolo unde este relevant, elaborează și publică un raport anual și unul trimestrial, care să îndeplinească obligațiile de raportare stabilite prin prezenta metodologie.
- (4) Lista finală, exhaustivă și obligatorie, cu toate elementele de monitorizare, respectiv formatele și punctele de accesare a datelor, este elaborată de OTS din SEE prin cooperare cu autoritățile de reglementare. Un acord între autoritățile de reglementare din SEE și OTS SEE este încheiat nu mai târziu de trei luni înainte de implementarea prezentei metodologii.
- (5) Toate informațiile tehnice și statistice aferente prezentei metodologii sunt puse la dispoziție la solicitarea autorităților de reglementare din RCC SEE.

Articolul 19

Limba

(1) Limba de referință pentru prezenta metodologie este limba engleză. Pentru a evita orice interpretare, în cazul în care OTS au nevoie să traducă prezenta metodologie în limba / limbile lor națională/naționale, în eventualitatea existenței unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză publicată de către OTS conform prevederilor art. 9 alin. (14) din Regulamentul CACM, și orice versiune în altă limbă, OTS relevanți, în conformitate cu prevederile legislației naționale, furnizează autorităților naționale de reglementare relevante o traducere revizuită a prezentei metodologii.