

Doamnei Corina-Georgeta Popescu, Președinte Directorat
C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.



Subiect: „Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iunie 2015”

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (7) lit. a) și ale art. 20 alin. (2) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (Regulamentul CACM), toți operatorii de transport și de sistem (OTS) din regiunea de calcul al capacităților CORE (RCC CORE) au elaborat în comun o propunere pentru metodologia comună de calcul al capacității pentru ziua următoare, menționată în referință (Propunerea de metodologie). Propunerea de metodologie a fost transmisă spre aprobarea ANRE prin adresa nr. 33933/15.09.2017, înregistrată la ANRE cu nr. 62027/15.09.2017.

Potrivit prevederilor art. 9 alin. (7) lit. a) din Regulamentul CACM, Propunerea de metodologie face obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare din cadrul RCC CORE. În conformitate cu dispozițiile art. 9 alin. (10) din același Regulament, acestea trebuie să se consulte, să coopereze îndeaproape și să se coordoneze pentru a ajunge la un acord. Autoritățile de reglementare iau deciziile cu privire la Propunerea de metodologie în termen de 6 luni de la primirea documentului de către ultima autoritate de reglementare în cauză.

Prin prezenta vă informăm că în data de 09.03.2017, în cadrul Forumului Regional al Reglementatorilor în domeniul energiei electrice CORE (CERRF), a fost întrunit acordul tuturor autorităților de reglementare din RCC CORE privind amendarea Propunerii de metodologie.

În acest context, în aplicarea prevederilor art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM, vă transmitem anexată prezentei **solicitarea tuturor autorităților de reglementare din regiunea CORE de amendare a propunerii tuturor OTS din RCC CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare**, versiunile în limba română și în limba engleză.

În conformitate cu prevederile aceluiași articol, în termen de două luni de la primirea solicitării autorităților de reglementare, toți OTS trebuie să prezinte o propunere de modificare a metodologiei menționate, în vederea aprobării.

Vă mulțumim pentru colaborare,

Cu stimă,

Henorel Florin Soreată,

Vicepreședinte





DI. C. Pflanz,
Președinte OTS CORE
Cc: DI. A. Pototschnig
Director ACER
Cc: DI. K. Borchardt
Director IEM
DG ENER, Comisia Europeană
Cc. DI. G. Blaney
Președinte
Forumul Reglementatorilor în
Domeniul Energiei Electrice

15 Martie 2018

Dragă DI. Pflanz,

Scriu din partea tuturor Autorităților de Reglementare CORE cu privire la propunerea tuturor OTS din RCC CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor.

Documentul anexat prezintă poziția comună a tuturor autorităților de reglementare CORE, agreată în cadrul Forumului Regional al Reglementatorilor în Domeniul Energiei Electrice CORE (CERRF) organizat în data de 9 martie 2018, de a solicita un amendament la propunerea OTS CORE pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare.

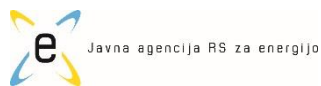
Prezentul acord al tuturor autorităților de reglementare CORE reprezintă dovada că o decizie asupra propunerii pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare nu este necesar a fi luată, la acest stadiu, de către ACER în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (11) din Regulamentul 2015/1222. Prezentul acord intenționează să constituie temeiul în care fiecare autoritate de reglementare CORE va solicita amendarea propunerii OTS CORE privind Metodologia de Calcul al Capacităților pentru Ziua Următoare în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din Regulamentul 2015/1222.

Toate autoritățile de reglementare CORE solicită tuturor OTS CORE pentru a modifica o serie de probleme din „Propunerea OTS din RCC CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”. Vă rog să găsiți anexat documentul de poziție al tuturor autorităților de reglementare CORE, în care se dau mai multe detalii.

Cu stimă,

Mathieu Fransen,

Președinte al Forumului Regional al Reglementatorilor în domeniul energiei electrice



Solicitarea Autorităților de Reglementare CORE, agreată în cadrul Forumului Regional al Reglementatorilor în Domeniul Energiei Electrice CORE

de amendament a

“propunerii OTSs din RCC CORE privind elaborarea la nivel regional a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015”

9 martie 2018

1 INTRODUCERE ȘI CADRUL LEGAL

Art. 20 din Regulamentul CACM¹ prevede ca nu mai târziu de 10 luni de la aprobarea propunerii pentru o regiune de calcul al capacităților (denumită în continuare „RCC”) în conformitate cu prevederile art. 15 alin. (1) din Regulamentul CACM, toți OTS din fiecare RCC transmit o propunere pentru o metodologie comună de calcul al capacității.

Propunerea OTS CORE pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare a fost primită de către ultima NRA CORE în data de 20 septembrie 2017.

Prezentul acord al NRA CORE reprezintă dovada că, la acest stadiu, nu este necesar a fi adoptată o decizie de către ACER asupra propunerii pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (11) din Regulamentul CACM. Scopul acestuia este de a constitui temeiul în care, ulterior, **fiecare NRA CORE va solicita amendament** la propunerea pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM.

Prevederile legale ce stau la baza propunerii metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare, precum și a prezentului acord NRA CORE asupra propunerii pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare, se pot regăsi la art. 3, 8, 9, 20 și următoarele din Regulamentul CACM.

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;

¹ Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor

(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.

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.

(2) OTS-urile:

(...)

(c) stabilesc și efectuează calculul capacităților în conformitate cu articolele 14-30;

(...)

Articolul 9 Adoptarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor

(1) OTS-urile și OPEED-urile elaborează termenii și condițiile sau metodologiile prevăzute în prezentul regulament și le prezintă spre aprobare autorităților de reglementare competente în termenele corespunzătoare prevăzute în prezentul regulament. În cazul în care o propunere de termeni și condiții sau 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 strâns. 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 privind elaborarea acestor termeni și condiții sau a metodologiilor.

(...)

(5) Fiecare autoritate de reglementare aprobă termenii și condițiile și metodologiile utilizate pentru calculul sau stabilirea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, dezvoltate de OTS-uri și OPEED-uri. Autoritățile respective sunt responsabile de aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor menționate la alineatele (6), (7) și (8).

(...)

(7) Următoarele propuneri de termeni și condiții sau metodologii fac obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare din regiunea în cauză:

(a) metodologia comună de calcul al capacităților, în conformitate cu articolul 20 alineatul (2);

(b) (...)

(...)

(9) Propunerea de termeni și condiții sau metodologii include o propunere de calendar pentru punerea lor în aplicare, precum și o descriere a impactului preconizat al acestora în ceea ce privește obiectivele prezentului regulament. Propunerile de termeni și condiții sau metodologii care fac obiectul aprobării de către mai multe sau de toate autoritățile de reglementare sunt transmise agenției la aceeași dată la care sunt transmise autorităților de reglementare. La cererea autorităților de reglementare competente, agenția emite în termen de trei luni un aviz cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii.

(10) În cazul în care aprobarea termenilor și condițiilor sau metodologiilor 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 iau deciziile cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8) în termen de șase luni de la primirea termenilor și condițiilor sau metodologiilor de către autoritatea de reglementare sau, după caz, de către ultima autoritate de reglementare în cauză.

(...)

(12) În cazul în care una sau mai multe autorități de reglementare solicită o modificare înainte de a aproba termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (6), (7) și (8), OTS-urile sau OPEED-urile relevante prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în vederea aprobării în termen de două luni de la solicitarea autorităților de reglementare. Autoritățile de reglementare competente decid cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de două luni de la transmiterea lor. În cazul în care autoritățile de reglementare competente nu au putut ajunge la un acord privind termenii și condițiile sau metodologiile în conformitate cu alineatele (6) și (7) în termenul de două luni, sau la cererea lor comună, agenția adoptă o decizie privind termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de șase luni, în conformitate cu articolul 8 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 713/2009. În cazul în care OTS-urile sau OPEED-urile relevante nu prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor, se aplică procedura prevăzută la alineatul (4) din prezentul articol.

(14) OTS-urile și OPEED-urile responsabile pentru stabilirea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu prezentul regulament le publică pe internet după aprobarea lor de către autoritățile de reglementare competente sau, dacă o astfel de aprobare nu este necesară, după instituirea lor, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu articolul 13.

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).

(...)

(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.

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).

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.

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.

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.

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.

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).

2 PROPUNEREA OTS CORE

Propunerea pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare a fost supusă consultării publice de către OTS CORE prin intermediul ENTSO-E, în perioada 30 iunie 2017 – 31 iulie 2017 în conformitate cu prevederile art. 20 alin. (2) și ale art. 12 din Regulamentul CACM. Odată cu proiectul propunerii, OTS CORE au publicat o notă explicativă.

În timpul consultării publice, OTS CORE au solicitat contribuția părților interesate și a participanților la piață la proiectul de propunere. Li s-a solicitat participanților la piață să transmită punctele de vedere către OTS CORE prin intermediul platformei online de sondaj.

NRA CORE au urmărit îndeaproape, au analizat și au transmis în mod continuu opiniile și îndrumările către OTS CORE prin intermediul diverselor întâlniri organizate în 2016, 2017 și 2018 și prin intermediul unui document de opinie neoficial emis de toate NRA CORE în august 2017.

Propunerea finală pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare, datată 15 septembrie 2017, a fost primită de către ultima NRA CORE în data de 20 septembrie 2017. Propunerea

include calendare propuse pentru punerea în aplicare și o descriere a impactului preconizat al acesteia asupra obiectivelor Regulamentului CACM, în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM.

Art. 9 alin. (10) din Regulamentul CACM prevede ca NRA CORE să se consulte, să coopereze îndeaproape și să se coordoneze pentru a ajunge la un acord și să ia decizii în termen de cel mult șase luni de la primirea de către ultima NRA CORE în cauză. Prin urmare, este necesar ca fiecare NRA CORE să ia o decizie până la data de 20 martie 2018.

Propunerea pentru metodologia de calcul al capacităților pentru ziua următoare, așa cum este înțeleasă de către NRA CORE, prevede introducerea unei **metodologii de calcul al capacității pe bază de flux** în RCC CORE în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare.

3 EVALUAREA NRA CORE

NRA CORE solicită OTS CORE amendarea propunerii în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM și să ia în considerare următoarea evaluare a NRA CORE. Evaluarea conține o parte principală și o parte ce conține o prezentare în detaliu. Primul subcapitol evaluează abordarea generală a OTS CORE, în timp ce al doilea subcapitol tratează fiecare articol, în mod individual.

3.1 OBSERVAȚII PRINCIPALE

Articolele 5 (Metodologia pentru selecția elementelor critice de rețea și a contingentelor), 9 (Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate), 10 (Metodologia pentru mecanismele de modificare a generării) și 15 (Norme de ajustare a fluxurilor de putere pe elementele critice de rețea ca urmare a acțiunilor de remediere) din cadrul propunerii transmise de OTS CORE nu includ și descrierile sub-metodologiilor, ci fac trimiteri la un așa numit raport privind livrabilele, ce urmează a fi transmis NRA CORE în Trim. I 2018, descriind abordarea finalizării problemelor nerezolvate privind acele sub-metodologii. Acest raport ar urma să prezinte un calendar până când acele sub-metodologii vor fi finalizate de către OTS CORE, la o dată ce va fi precizată în acest raport.

Întrucât NRA CORE nu pot aproba sub-metodologii sau metodologii care implică aprobări subsecvente sau care fac trimiteri la remiteri suplimentare, acestea nu consideră abordarea propusă de OTS CORE ca fiind una fezabilă. Prin urmare, NRA CORE solicită adăugarea în cadrul propunerii amendate, a unor descrieri suficiente ale tuturor sub-metodologiilor. În situația în care prevederile Regulamentului CACM nu sunt respectate în totalitate în cadrul propunerii, OTS CORE nu își îndeplinesc obligația și NRA CORE vor fi în poziția de a nu aproba o propunere cu elemente lipsă. Pe lângă sub-metodologiile care lipsesc, versiunea curentă a propunerii nu are nivelul de detaliu necesar pentru aprobarea metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare. Următoarea parte a prezentului document este dedicată cerințelor detaliate, așteptate de către NRA CORE.

În plus, OTS CORE nu trebuie să lase în cadrul metodologiei praguri sau valori nedefinite și nejustificate. În cazul în care propunerea conține opțiunea ca OTS, la nivel individual, să utilizeze sau să modifice la discreție câteva date de intrare din calculul capacității, trebuie să fie clar stabilit și justificat pentru fiecare OTS. NRA CORE invită OTS CORE să prevadă măsuri coordonate sau comune pentru a evita modificarea nejustificată a datelor de intrare din calculul capacității pe bază de flux.

Nu toate cerințele Regulamentului CACM sunt incluse în cadrul propunerii. OTS CORE nu și-au îndeplinit obligația și NRA CORE nu sunt în măsură să aprobe o propunere care este incompletă, care lasă loc de interpretări și care este departe de a fi aplicabilă.

3.2 OBSERVAȚII SUPLIMENTARE ASUPRA PROPUNERII OTS CORE

General

În data de 3 august 2017, NRA CORE au transmis către OTS CORE un document de opinie foarte detaliat pentru a răspunde consultării publice organizate de OTS CORE pentru propunerea metodologiei de calcul al capacității pentru ziua următoare. NRA CORE regretă profund faptul că OTS CORE nu a respectat recomandările date în documentul de opinie, pentru majoritatea părților din propunere.

Cerințele Regulamentului CACM, care nu sunt îndeplinite în cadrul propunerii, sunt:

- Nu sunt prevăzute normele 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, așa cum prevede art. 21 alin. (1) lit. b) (ii) din Regulamentul CACM. Aceste reguli sunt mai departe aplicate de către calculatorul capacității coordonate, așa cum prevede art. 29 alin. (7) lit. (d) din Regulamentul CACM. În cazul existenței de discriminare între fluxurile interne și interzonale, trebuie prevăzute măsuri pe termen lung pentru rezolvarea acestei discriminări (de ex. lansarea revizuirii zonelor de ofertare în conformitate cu prevederile art. 32 din Regulamentul CACM).
- Modul în care sunt duse la îndeplinire sarcinile prevăzute la art. 29 și art. 8 alin. (2) lit. e) din Regulamentul CACM.
- Modul în care deciziile luate în cadrul RCC CORE iau în considerare RCC vecine și impactul asupra acestora (art. 26 alin. (4) și art. 29 alin. (9) din Regulamentul CACM).
- Cum este desemnat calculatorul capacității coordonate (art. 27 alin. (2) din Regulamentul CACM) și, dacă e cazul, cum este asigurat un proces lin în situația în care rolul calculatorului capacității coordonate este îndeplinit de mai mult de o entitate (de ex. două RSC) (art. 26 alin. (4) și art. 29 alin. (9) din Regulamentul CACM).
- Descrierea instrumentului ce va fi stabilit pentru participanții la piață pentru a le permite să evalueze interacțiunea dintre capacitățile interzonale și schimburile între zone de ofertare, așa cum prevede art. 20 alin. (9) din Regulamentul CACM și care trebuie inclusă în cadrul propunerii.
- OTS trebuie să descrie sarcinile, etapele și procesele între ora pieței 15:00, cu două zile înainte de ziua livrării, conform prevederilor art. 14 alin. (3) din Regulamentul CACM și termenul pentru fermitate aprobat în temeiul art. 69 din Regulamentul CACM. NRA CORE solicită OTS CORE să facă trimitere la art. 22 alin. (1) din propunere în fiecare articol care acoperă un parametru ce va fi actualizat în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (4) din Regulamentul CACM.

NRA CORE solicită OTS CORE să verifice, în cadrul propunerii, toate trimiterile la articole.

Articolul 1 – Obiect și domeniul de aplicare

Propunerea va face trimitere la art. 20 și următoarele din Regulamentul CACM, nu doar la art. 20 (2).

Articolul 2 – Definiții și interpretări

Lipsește definiția TRM.

Mai mult decât atât, pentru enumerarea definițiilor, ar fi mai practică utilizarea numerelor în loc de litere. Trebuie evitate trimiterile la alți termeni și alte metodologii care încă nu au fost aprobate (de ex. ultimă instanță). Diferite date de transmitere (de ex. ultimă instanță, CGMM) menționate nu sunt relevante întrucât propunerea va face referire doar la articolele din Regulamentul CACM.

Articolul 4 – Capacitățile interzonale pentru piața pentru ziua următoare

NRA CORE solicită OTS CORE să explice de ce art. 20 alin. (3) din Regulamentul CACM este precizat în cadrul propunerii având în vedere că acesta face referire la Italia. Se poate face trimitere la un alt articol din Regulamentul CACM.

Articolul 5 – Metodologia pentru selecția elementelor critice de rețea și a contingentelor

NRA CORE solicită ca OTS CORE să ia în considerare în calculul capacităților doar elementele de rețea interzonale (denumite în continuare „CNE”) și contingentele interzonale (denumite în continuare „CNEC”) și CNE/CNEC interne care sunt semnificativ influențate de schimburile interzonale. În scopul determinării setului de CNE/CNEC relevant pentru calculul capacității coordonate, OTS trebuie să definească o metodologie care să prevadă cel puțin:

- Determinarea CNE/CNEC relevante pentru calculul capacității coordonate și un criteriu detaliat pentru selectarea CNE/CNEC, precum pragurile.
- Trimiteri la prevederile relevante din Regulamentul SO² și să valorifice cât mai mult posibil sinergiile dintre calculul capacității coordonate și analiza siguranței în funcționare. Acest aspect se aplică în mod deosebit, dar fără a se limita la selecția contingentelor în conformitate cu prevederile art. 33 din Regulamentul SO.
- Frecvența reevaluării setului de CNE/CNEC relevante pentru calculul capacității coordonate.
- Detalii privind modul în care metodologia pentru selecția CNE/CNEC relevante pentru calculul capacității coordonate ia în considerare problema privind discriminarea nejustificată între fluxurile interne și interzonale.
- Modul în care selecția CNE/CNEC relevante pentru calculul capacității coordonate respectă obiectivele Regulamentului CACM (adică art. 3) și prevederile art. 1.7 din Anexa I la Regulamentul (CE) 714/2009).

NRA CORE solicită OTS CORE justificare pentru modul în care selecția CNE/CNEC relevante pentru calculul capacității coordonate este economic mai eficientă decât măsurile pentru eliminarea CNE/CNEC (adică se va descrie de ce introducerea CNE/CNEC este, din punct de vedere al bunăstării sociale, mai eficientă decât oricare alte măsuri ce ar putea elimina aceste CNE/CNEC).

În plus, NRA CORE solicită OTS CORE să definească în mod clar criteriul pentru care un CNEC este considerat a fi semnificativ influențat de acțiunile de remediere (denumite în continuare „RA”), fie prin definirea unui

² Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice

prag clar, fie printr-un alt criteriu. În situația în care OTS CORE nu definesc un astfel de criteriu, atunci ei nu pot utiliza diferite seturi de CNEC pentru calculul capacității și pentru monitorizarea optimizării acțiunilor de remediere (denumită în continuare „RAO”). Aici, trebuie stabilite trimiteri la prevederi relevante din Regulamentul SO (de ex. art. 75) în scopul asigurării compatibilității și evitării decalajelor.

Art. 5 alin. (5) din propunere trebuie să clarifice dacă decizia luată de OTS pentru a menține CNEC sub prag, în calculul capacității, este luată pentru o unitate de timp a pieței sau pentru un alt interval. O listă exhaustivă de justificări pentru care OTS procedează astfel, trebuie furnizate în cadrul propunerii și să cuprindă nu doar cerința de a le include în raportul de monitorizare ci și ca NRA CORE să fie informate imediat.

NRA CORE salută implementarea unui RAM minim. OTS CORE trebuie să definească o valoare, precum și metoda de aplicare a acesteia la determinarea capacității interzonale înainte de alocarea schimburilor comerciale.

Aprobarea actualizării propuse la art. 5 alin. (8) lit. (d) din propunere implică o aprobare a unei sub-metodologii și, prin urmare, este inacceptabilă (a se vedea observațiile principale din prezentul document).

Articolul 6 – Metodologia pentru limitele de siguranță în funcționare

NRA CORE solicită OTS CORE să realizeze o trimitere corectă la art. 23 din Regulamentul CACM întrucât cea din propunere nu respectă textul art. 23 din Regulamentul CACM.

Propunerea prevede trei opțiuni diferite pentru definiția I_{max} . Întrucât o determinare precisă a I_{max} permite un RAM mai precis, NRA CORE solicită OTS CORE să urmărească utilizarea evaluării dinamice a liniei, ca soluție țintă (*”iii. O valoare pentru fiecare unitate de timp a pieței în funcție de prognoza meteo”*) și limite sezoniere ca soluții de ultimă instanță (*”ii. Limite fixe pentru toate unitățile de timp ale pieței pentru un anumit sezon*). Nu sunt acceptabile limite fixe pentru toate unitățile de timp din cursul unui an.

NRA CORE solicită OTS CORE să clarifice în cadrul propunerii ce opțiune va fi utilizată și de care OTS pentru lansarea metodologiei de calcul al capacității pentru ziua următoare.

Ecuția 1 trebuie înlocuită de ecuația 1 din cadrul notei explicative, menționând faptul că P este exprimată în MW și explicând – inclusiv justificând – faptul că $\cos(\phi)$ este setat la 1.

Articolul 7 – Valoarea finală de ajustare

NRA CORE solicită OTS CORE să furnizeze o listă exhaustivă pentru care FAV sunt utilizate și să descrie conexiunea cu RA.

Articolul 8 – Metodologia pentru restricțiile de alocare

Art. 23 din Regulamentul CACM prevede o metodologie pentru restricțiile de alocare, nu o listă din care OTS aplică o restricție de alocare.

Pe cale de consecință, această metodologie trebuie să descrie cel puțin:

- Determinarea și calculul parametrilor tehnici a restricției de alocare (de ex. limitele de import/export în cazul restricției externe),
- Frecvența reevaluării,

- Impactul restricției de alocare asupra cuplării unice pe ziua următoare și intrazilnice și modul în care aplicarea restricțiilor de alocare este în conformitate cu obiectivele Regulamentului CACM (adică art. 3).
- Impactul restricției de alocare asupra RCC vecine.
- Modul în care restricția de alocare este luată în considerare în RCC vecine sau împărțită între câteva RCC, dacă e cazul (de ex. o restricție externă poate fi aplicată într-o zonă de ofertare cu granițe în câteva RCC).
- Perioada de timp în care restricția de alocare este aplicată.

NRA CORE solicită OTS CORE să demonstreze că cele trei motive furnizate pentru a utiliza restricțiile de alocare sunt în conformitate cu prevederile art. 23 din Regulamentul CACM, în mod deosebit faptul că restricțiile nu pot fi transformate eficient în fluxuri maxime pe CNE. NRA CORE reamintesc că nu vor aproba orice restricție externă dacă nu este justificată în mod corespunzător față de prevederile art. 23 din Regulamentul CACM.

Dacă o restricție externă este aplicată, o astfel de aplicare necesită să fie armonizată și/sau compatibilă cu RCC vecine. Dacă o anumită restricție externă este modelată prin (a) „poziția netă CORE” sau prin (b) „poziția netă globală a zonei de ofertare”, atunci aceasta trebuie să fie descrisă.

Anexa 1 – Utilizarea restricțiilor externe

NRA CORE salută faptul că OTS CORE au adăugat această anexă pentru a descrie alocarea restricțiilor pe care ei intenționează să le utilizeze. Cu toate acestea, NRA CORE solicită OTS CORE să descrie metodologia utilizată de fiecare OTS pentru a calcula sau determina valoarea restricțiilor de alocare din această anexă.

În plus față de metodologia pentru calculul restricțiilor externe, OTS CORE trebuie să adauge anexei justificările detaliate care arată că utilizarea restricțiilor externe îndeplinesc cerințele menționate la art. 23 din Regulamentul CACM, în mod deosebit faptul că restricția este necesară pentru a menține limitele de siguranță în funcționare și că nu poate fi transformată eficient în fluxuri maxime pe CNE. Justificarea trebuie să includă un nivel suficient de detaliu privind restricțiile exacte de siguranță în funcționare care nu sunt respectate dacă restricția de alocare nu este aplicată. Dacă justificarea include un studiu, atunci trebuie incluse o descriere pe larg, precum și frecvența elaborării acestuia.

Articolul 9 – Metodologia de calcul al marjei de fiabilitate

NRA CORE salută faptul că OTS CORE au furnizat o valoare pentru nivelul de risc comun. Cu toate acestea, OTS CORE trebuie să justifice alegerea de a seta nivelul de risc la 10%.

NRA CORE nu pot accepta faptul că OTS CORE efectuează ajustări operaționale a valorilor FRM, așa cum este descris în art. 9 alin. (2) lit. (b) (iii) din propunere, întrucât acest proces conferă o libertate prea mare pentru OTS CORE de a se abate de la calculul FRM.

NRA CORE solicită OTS CORE să clarifice în art. 9 alin. (4) din propunere faptul că valorile FRM utilizate înainte de primul calcul operațional pot fi de numai 10% din F_{max} , dacă nu există valori FRM din inițiativele de cuplare a pieței pe bază de flux deja stabilite. Propunerea nu trebuie să prevadă ambele cazuri, așa cum

pare să fie situația în prezent. NRA CORE se întreabă de ce FRM nu sunt calculate mai frecvent (de exemplu, pentru a reflecta mai bine schimbările sezoniere).

NRA CORE se așteaptă ca OTS CORE să depună eforturi în vederea reducerii FRM și solicită OTS CORE să furnizeze un raport privind munca realizată în scopul reducerii FRM, în termen de 1 an de la lansarea calculului capacității pentru ziua următoare în CORE.

Aprobarea actualizării propuse, menționate la art. 9 alin. (7) lit. (d) din cadrul propunerii, implică o aprobare a unei sub-metodologii și, prin urmare, nu poate fi acceptată (a se vedea observațiile principale din prezentul document).

Articolul 10 – Metodologia pentru mecanismele de modificarea generării

NRA CORE solicită OTS CORE să descrie în detaliu, în cadrul propunerii, modul în care fiecare OTS CORE va determina propriile mecanisme de modificare a generării (denumite în continuare „GSK”) conform celor trei opțiuni prezentate în cadrul propunerii. Descrierea și implementarea trebuie realizate într-o manieră armonizată progresiv. De asemenea, trebuie luate în considerare cerințele art. 24 alin. (1) din Regulamentul CACM.

De asemenea, NRA CORE solicită OTS CORE să dezvolte instrumente de monitorizare pentru precizia GSK și un cadru de raportare către NRA CORE.

Metodologia pentru definirea GSK trebuie să țintească la minimizarea marjelor de fiabilitate globale.

Aprobarea actualizării propuse la art. 10 alin. (4) lit. (d) din cadrul propunerii implică o aprobare a unei sub-metodologii și, prin urmare, nu poate fi acceptată (a se vedea observațiile principale din prezentul document).

Articolul 11 – Metodologia pentru acțiunile de remediere în calculul capacităților

NRA CORE solicită OTS CORE să explice legătura dintre RA și FAV, așa cum s-a solicitat anterior pentru art. 7 din cadrul propunerii, precum și pentru a reflecta prevederile art. 25 din Regulamentul CACM.

Metodologia pentru RA în calculul capacității trebuie să includă cel puțin:

- În conformitate cu prevederile art. 25 alin. (1) din Regulamentul CACM, trebuie avută în vedere lista de RA la calculul capacității coordonate, luând în considerare, de asemenea, faptul că RA dintr-o zonă de ofertare cu granițe în mai multe RCC, pot fi atribuite unei singure RCC.
- Frecvența re-evaluării listei comune de RA.
- Modul în care este asigurat faptul că același set de RA este disponibil pentru toate intervalele de timp aferente calculului capacităților, conform prevederilor art. 25 alin. (6) din Regulamentul CACM.
- Acolo unde este relevant, conexiunile între metodologiile relevante în temeiul CACM și/sau prevederile din Regulamentul SO, în scopul asigurării compatibilității între metodologia de calcul al capacităților și metodologiile conexe.
- Dacă sunt necesare acțiuni de remediere care implică costuri, pentru a menține RAM minim (art. 5 alin. (8) din cadrul propunerii) sau un import minim de capacitate (art. 14 alin. (4) din cadrul propunerii), acestea trebuie menționate în prezentul articol și să facă conexiunea cu metodologia în conformitate cu prevederile art. 35 din Regulamentul CACM.

OTS CORE trebuie să ia în considerare și comentariile făcute pentru art. 15, întrucât art. 11 și 15 din cadrul propunerii sunt strâns legate.

Articolul 12 – Furnizarea datelor de intrare

NRA CORE solicită OTS CORE să definească termenul limită pentru OTS CORE de a furniza datele de intrare calculatorului capacității. De asemenea, propunerea trebuie să descrie ce se întâmplă în situația în care datele de intrare lipsesc, sunt incomplete sau sunt într-un format greșit.

Articolul 13 – Descrierea matematică a metodei de calcul al capacităților

Din punctul de vedere al NRA CORE, includerea LTA descrisă la art. 14 din cadrul propunerii, este parte din calculul capacității, pentru care îi este dedicat prezentul articol. În consecință, OTS CORE trebuie să includă art. 14 în cadrul prezentului articol.

Astfel se poate evita o duplicare a ecuațiilor (de ex. ecuația 7 și 9).

Pentru o mai bună înțelegere generală a metodologiei, prima frază din capitolul 2.2.1. din nota explicativă ar trebui adăugată la începutul prezentului articol. Claritatea trebuie îmbunătățită prin descrieri distincte (de ex. „zona de ofertare A” în loc de „A” la art. 13 alin. (3) din propunere) și descrieri precise a seturilor de date utilizate (de ex. D-2 CGM pentru F_{ref} la art. 13 (4) din această propunere).

Trebuie descris impactul posibil al PTFD zonă-la-zonă mici asupra schimbului de capacitate, iar monitorizarea acestora se va adăuga, de asemenea, la acest articol.

NRA CORE ar dori ca OTS CORE să explice mai bine semnificația ecuației 5 și corelarea acesteia cu figurile 3 și 4 din nota explicativă. În plus, NRA CORE sugerează o mai bună elaborare a calculului PTFD zona-la-zonă maxim, luând în considerare factorii PTFD minimi, menționați în ecuația 5 din propunere.

Articolul 14 – Includerea capacităților alocate pe termen lung

În plus față de includerea în art. 13, sunt solicitate modificări suplimentare asupra conținutului.

Toți parametrii utilizați în această propunere trebuie să aibă o singură definiție (de ex. NP_i din ecuațiile 6 și 8). NRA CORE solicită o explicație asupra criteriului utilizat de OTS CORE pentru a alege între conceptul FAV și restricțiile virtuale în aplicarea includerii LTA conform art. 14 alin. (3) din propunere, precum și responsabilul cu luarea deciziei și modul în care se va lua decizia privind metoda (de ex. ce criterii sunt utilizate).

Mai mult, OTS CORE trebuie să includă o coordonare interimară a volumelor produselor pe termen lung în cazul în care OTS CORE doresc să utilizeze includerea LTA, dar metodologia stabilită în conformitate cu art. 10 din Regulamentul FCA³ nu este implementată la momentul lansării calculului capacităților pentru ziua următoare.

Având în vedere că restricția de import minim descrisă la art. 14 alin. (4) din propunere nu are legătură cu alocarea pe termen lung și nici nu reprezintă o restricție de alocare, OTS CORE trebuie să adauge un nou articol privind acele restricții, cu informații și justificări suplimentare. În acest nou articol, NRA CORE solicită informații privind explicarea situațiilor acoperite de acest instrument, circumstanțele excepționale

³ Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.

și diferența față de restricțiile de alocare, o metodologie suficientă privind când și cum sunt aplicate aceste restricții, precum și OTS care le vor utiliza (listă non-exhaustivă).

Cerințele pentru restricția de import minim, menționată mai sus, trebuie să fie suficiente pentru ca NRA CORE să accepte acoperirea costurilor rezultate din măsurile de redispecerizare și comercializare în contrapartidă pentru asigurarea capacității de import.

Articolul 15 – Norme de ajustare a fluxurilor de putere pe elementele critice de rețea ca urmare a acțiunilor de remediere

Solicitarea NRA CORE pentru o metodologie sau o descriere privind procesul de optimizare nu a fost îndeplinită și în continuare necesită să fie inclusă de către OTS CORE în cadrul Propunerii. Aceasta trebuie să includă modul în care calculatorul capacității coordonate utilizează RA disponibile în scopul optimizării capacităților interzonale, conform prevederilor art. 29 alin. (4) din Regulamentul CACM. În plus față de un nivel de detaliu insuficient, lipsesc funcția obiectivă, selecția CNE și CNEC și ordinea RA utilizate de RAO, precum și o descriere detaliată privind schimbul de informații al RA aplicate cu RCC vecine. O aprobare ulterioară a unei versiuni actualizate a articolului, așa cum sugerează art. 15 alin. (2) lit. (c) și (d) al acestei propuneri, este posibilă doar prin intermediul unei proceduri de amendament, prevăzută în Regulamentul CACM.

Aprobarea actualizării propuse, prevăzute la art. 15 alin. (2) lit. (d) din această propunere, implică o aprobarea a unei sub-metodologii și, prin urmare, nu este acceptabilă (a se vedea observațiile principale din prezentul document).

OTS CORE trebuie să ia în considerare și comentariile făcute pentru art. 11, întrucât art. 11 și art. 15 din propunere sunt strâns legate.

Articolul 16 – Integrarea interconexiunilor HVDC transfrontaliere aflate în interiorul RCC CORE

Toți termenii utilizați în prezentul articol ar trebui să aibă o definiție suficientă sau o explicație (de ex. zona ATC, zona bazată pe flux, metoda evoluată bazată pe flux, hub vertical). Trebuie adăugată o descriere privind modul în care schimburile comerciale de-a lungul unor interconexiuni HVDC transfrontaliere, menționate la art. 16 alin. (3) din această propunere, sunt incluse în cadrul calculului capacității descris la art. 13 din propunere.

Articolul 17 – Considerarea granițelor non-RCC CORE

NRA CORE solicită mai multe detalii privind cuplarea hibridă standard. Trebuie adăugată o explicație pe baza ipotezelor privind schimburile non-CORE menționate la art. 17 alin. (2) din această propunere, iar studiul de fezabilitate privind cuplarea hibridă avansată, prevăzută la art. 17 alin. (3) din această propunere, ar trebui studiate în conformitate cu prevederile art. 25 alin. (5) din propunere. În plus, toți termenii utilizați în acest articol ar trebui să aibă o definiție suficientă (de ex. programările suport).

OTS CORE le este solicitat să elimine art. 17 alin. (14) din această propunere întrucât nu conține informații suplimentare la articol.

La acest articol trebuie adăugată obligația unui proces de monitorizare anual. Raportul poate include cel puțin o analiză privind impactul cuplării hibride standard asupra RAM în comparație cu viitoarea cuplare hibridă avansată.

Articolul 18 – Calculul domeniului final bazat pe fluxuri de putere

Trebuie descris și / sau definit "procesul de pre-soluționare" (de ex. ce operații matematice sunt aplicate la momentul "pre-soluționării", cum sunt determinate CNE/CNEC redundante).

Articolul 19 – Rezerva de pre-cuplare și procesele implicite

Cu privire la "parametrii prestabiliți bazați pe fluxuri de putere", NRA CORE solicită ca în cadrul propunerii OTS CORE să facă trimiterea corectă întrucât art. 20 alin. (1) lit. (c) din Regulamentul CACM nu există și să șteargă ultima frază din art. 19 alin. (1) lit. (b) din această propunere deoarece nu oferă detalii suplimentare pentru a servi drept bază pentru aprobare.

Articolul 20– ATC pentru licitații umbră

NRA CORE solicită din nou OTS CORE să excludă toate afirmațiile deja acoperite de propunerea de ultimă instanță, iar în schimb să facă o trimitere la art. 44 din Regulamentul CACM. Ca o consecință, nu ar trebui făcută nicio referire la licitațiile umbră ci la procedurile de ultimă instanță, în conformitate cu art. 21 alin. (3) din Regulamentul CACM.

Toți parametrii utilizați în ecuații trebuie definiți (de ex. Marja (0)), toți termenii trebuie descriși suficient (de ex. restricții cu marja zero), iar referirile la restricțiile externe trebuie înlocuite cu trimiteri la restricțiile de alocare. În plus, art. 20 alin. (6) lit. b) (v) din această propunere trebuie înlocuit cu descrierea completă din cadrul notei explicative.

Articolul 21 – Metodologia de validare a capacității

Situațiile de excepție, menționate la art. 21 alin. (1) lit. (a) și alin. (1) lit. (b) din această propunere, trebuie definite și specificate. Modul în care sunt scrise art. 1 lit. (c) și art. (3) din această propunere conduce la concluzia că, dacă un OTS transmite „din greșeală” date de intrare corupte, același OTS poate solicita apoi utilizarea parametrilor implicați. Propunerea nu trebuie să indice această opțiune.

Trebuie descrisă raportarea regulată a reducerilor capacității, în conformitate cu art. 26 din Regulamentul CACM.

Articolul 22 – Evaluări și actualizări

OTS CORE li se solicită să adauge mai multe informații privind procesul de revizuire a parametrilor (de ex. când are loc revizuirea, intervalul de timp între publicarea modificărilor oricărui parametru și implementarea acestuia) și forma de comunicare a rezultatelor revizuirii. De asemenea, acest articol trebuie să conțină afirmația potrivit căreia toate modificările și impactul acestora trebuie comunicate participanților la piață și NRA CORE. Dacă modificările conduc la adoptarea metodologiei, OTS CORE trebuie să amendeze și propunerea. Acest aspect trebuie adăugat la art. 22 alin. (5) din propunere. În plus, revizuirea restricțiilor de alocare în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (4) lit. (a) din Regulamentul CACM trebuie să includă în continuare o re-evaluare a necesității pentru restricțiile de alocare.

Articolul 23 – Publicarea datelor

Pentru asigurarea unui tratament egal între toți participanții din toate țările din cadrul RCC CORE, datele menționate la art. 23 alin. (2) lit. (e), (f) și (g) din această propunere trebuie publicate pentru toți. Trebuie eliminată trimiterea la respectarea reglementărilor naționale. NRA CORE notează faptul că lista ar putea fi îmbunătățită ca urmare a workshop-ului dedicat, menționat la art. 23 alin. (3) din această propunere.

NRA CORE se așteaptă ca workshop-ul menționat la art. 23 alin. (3) din această propunere să fie organizat în timp util pentru propunerea amendată. În cadrul acestui workshop, parametri solicitați de părțile interesate (GSK, întreruperi în funcționare a CNE, măsuri de calitate, informații privind calcularea I_{max} , aplicarea FAV, justificarea și activarea restricțiilor externe, transparența asupra „ajustării operaționale”, rezultatele RAO, ipotezele privind schimburile non-CORE, likely corners, precum și RA coordonate) trebuie discutate de către OTS CORE, NRA CORE și părțile interesate.

În consecință, trebuie eliminat art. 23 alin. (3) din această propunere, iar respectivele șabloane trebuie adăugate într-o anexă. La această propunere trebuie adăugate punctul de acces la date și lista exhaustivă a tuturor elementelor publicate. În plus, toate elementele publicate în propunerea amendată trebuie să conțină informații privind momentul publicării și intervalul de timp.

Articolul 24 – Monitorizare și informarea NRA

NRA CORE solicită din nou OTS CORE să șteargă art. 24 alin. (3) din această propunere și să nu pună o obligație pentru NRA CORE.

NRA CORE solicită OTS CORE să organizeze workshop-ul menționat la art. 24 alin. (5) din această propunere, în timp util pentru propunerea amendată. În cadrul workshop-ului, parametri solicitați până acum de NRA CORE (acțiunile de remediere aplicate pe o bază orară și justificarea reducerilor realizate în timpul validării capacității interzonale în conformitate cu art. 26 alin. (5) din Regulamentul CACM, poziția ploturilor PST, prognoza de consum, prognoza de producție, prognoza surselor regenerabile de energie, prognoza pozițiilor nete, GSK presupus și GSK realizat, metoda de calcul a FRM (D2CF, DACF și în timp real la $N/N-1$ + nivelul de risc), CNEC interne cu RAM/Fmax și PTDF medii, CNEC interzonale cu RAM/Fmax și PTDF medii, I_{max} , $\cos(\phi)$ și $T_{ambient}$ pentru fiecare linie și oră etc.) și alți parametri ce ar putea fi necesari pentru o monitorizare eficientă trebuie discutați cu OTS CORE și NRA CORE.

Pe cale de consecință, trebuie eliminat art. 24 alin. (5) din această propunere, iar șabloanele respective trebuie adăugate ca anexă. În plus, toate elementele publicate în propunerea amendată trebuie să aibă informații privind momentul și frecvența publicării. Acest articol trebuie de asemenea, să includă o descriere a aranjamentelor de acces (de ex. punct unic de acces, proceduri) și obligația de a asigura mediul de monitorizare și un manual NRA CORE înainte de data lansării.

Articolul 25 – Calendarul pentru implementarea în CORE a metodologiei de calcul al capacităților pentru ziua următoare bazate pe fluxuri de putere

Acest articol nu are un plan de implementare complet și o descriere conform prevederilor art. 9 alin. (9) din Regulamentul CACM. Se vor adăuga etape concrete, cu interdependențe și date, precum și o dată estimativă pentru lansarea cuplării hibride avansate.

OTS CORE li se solicită din nou să adauge o explicație pentru data de lansare S1 2020, în cadrul notei explicative.

De asemenea, OTS CORE trebuie să dezvolte în cadrul propunerii, motivele pentru care este necesară implementarea planului MCO la o graniță în conformitate cu art. 7 alin. (3) din Regulamentul CACM, înainte de a fi posibilă aplicarea calculului capacității pe bază de flux.

Vă rog să notați faptul că unele NRA solicită rezultatele rulării în paralel, menționată la art. 25 alin. (2) din această propunere, pentru aprobarea la nivel național. Calendarul de timp pentru această analiză se va discuta cu NRA CORE.

4 Concluzie

Toate NRA CORE au evaluat, s-au consultat și au cooperat și coordonat îndeaproape pentru a ajunge la acordul că propunerea pentru metodologia de calcul al capacității pentru ziua următoare nu respectă toate cerințele Regulamentului CACM, este departe de a fi implementabilă și prin urmare nu poate fi aprobată de către toate NRA CORE.

În conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM, NRA CORE solicită un amendament la propunerea de metodologie pentru calculul capacităților pentru ziua următoare transmisă de OTS CORE în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul CACM.

Propunerea amendată trebuie să ia în considerare poziția NRA CORE precizată mai sus și să fie transmisă de către toți OTS CORE în termen de cel mult două luni de la data solicitării transmise de autoritățile de reglementare, în conformitate cu prevederile art. 9 alin. (12) din Regulamentul CACM.

Toate NRA CORE trebuie să ia deciziile de solicitare de amendament la propunerea de metodologie pentru calculul capacității pentru ziua următoare, în temeiul prezentului acord, până la data de 20 martie 2018.



Mr. C. Pflanz
Chairman
Core TSOs

cc: Mr. A. Pototschnig
Director
ACER

cc: Mr. K. Borchardt
Director
IEM, DG ENER
European Commission

cc: Mr. G. Blaney
Chairman
Energy Regulators' Forum

15 March 2018,

Dear Mr. Pflanz,

I write on behalf of all Core Regulatory Authorities regarding the Core CCR TSOs' proposal for the regional design of the day-ahead common capacity calculation methodology in accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of the Commission of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

The attached document elaborates the common position of all Core Regulatory Authorities, agreed by the Core Energy Regulators' Regional Forum (CERRF) on 9 March 2018, to request an amendment to the Core TSOs' proposal for the day-ahead capacity calculation methodology.

This agreement of all Core Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of Regulation 2015/1222. This agreement is intended to constitute the basis on which all Core Regulatory Authorities will each subsequently request an amendment to the proposal for Core TSOs' Day-ahead Capacity Calculation Methodology, pursuant Article 9(12) of Regulation 2015/1222.

All Core Regulatory Authorities request all Core TSOs to amend a number of issues in the "Core CCR TSOs' proposal for the regional design of the day-ahead common capacity calculation methodology in accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU) 2015/1222". Please find enclosed the position paper of all Core Regulatory Authorities in which further details are provided.

Yours sincerely,

Mathieu Fransen
Chairman of the Core Energy Regulators' Regional Forum



**Request for Amendment by the Core NRAs
agreed at the Core Energy Regulators' Regional Forum**

of

**the “Core CCR TSOs’ proposal for the regional design of the
day-ahead common capacity calculation methodology in
accordance with Article 20ff. of Commission Regulation (EU)
2015/1222 of 24 July 2015”**

9 March 2018

1 INTRODUCTION AND LEGAL CONTEXT

Article 20 of the CACM Regulation¹ requires that no later than 10 months after the approval of the proposal for a capacity calculation region (hereafter “CCR”) in accordance with Article 15(1) of the CACM Regulation, all TSOs in each CCR shall submit a proposal for a common capacity calculation methodology.

The Core TSOs’ proposal for the day-ahead capacity calculation methodology was received by the last Core NRA on 20 September 2017.

This agreement of the Core NRAs shall provide evidence that a decision on the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 9(11) of the CACM Regulation. It is intended to constitute the basis on which the **Core NRAs will each subsequently request an amendment** to the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology pursuant to Article 9(12) of the CACM Regulation.

The legal provisions that lie at the basis of the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology, and this Core NRAs agreement on the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology, can be found in the Articles 3, 8, 9, and 20ff. of the CACM Regulation:

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, 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 system and electricity sector in the Union;*
- (h) Respecting the need for a fair and orderly market and fair and orderly price formation;*

¹ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

(i) Creating a level playing field for NEMOs;

(j) Providing non-discriminatory access to cross-zonal capacity

Article 8 TSOs' tasks related to single day-ahead and intraday coupling

1. In Member States electrically connected to another Member State all TSOs shall participate in the single day-ahead and intraday coupling.

2. TSOs shall:

(...)

(c) establish and perform capacity calculation in accordance with Articles 14 to 30;

(...)

Article 9 Adoption of terms and conditions or methodologies

1. TSOs and NEMOs shall develop the terms and conditions or methodologies required by this Regulation and submit them for approval to the competent regulatory authorities within the respective deadlines set out in this Regulation. 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 ENTSO for Electricity, and all NEMOs shall regularly inform the competent regulatory authorities and the Agency about the progress of developing these terms and conditions or methodologies.

(...)

5. Each regulatory authority 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 6, 7 and 8.

(...)

7. The proposals for the following terms and conditions or methodologies 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) (...)

(...)

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 on terms and conditions or methodologies subject to the approval by several or all regulatory authorities shall be submitted to the Agency at the same time that they are submitted to regulatory authorities. Upon request by the competent regulatory authorities, the Agency shall issue an opinion within three months on the proposals for terms and conditions or methodologies.*

10. *Where the approval of the terms and conditions or methodologies 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 reach an agreement. Where applicable, the competent regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. Regulatory authorities shall take decisions concerning the submitted terms and conditions or methodologies in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, within six months following the receipt of the terms and conditions or methodologies by the regulatory authority or, where applicable, by the last regulatory authority concerned.*

(...)

12. *In the event that one or several regulatory authorities request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted in accordance with paragraphs 6, 7 and 8, the relevant TSOs or NEMOs shall submit a proposal for amended terms and conditions or methodologies for approval within two months following the requirement from the regulatory authorities. The competent regulatory authorities shall decide on the amended terms and conditions or methodologies within two 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 paragraphs (6) and (7) within the two-month deadline, or upon their joint request, the Agency shall adopt a decision concerning the amended terms and conditions or methodologies within six months, in accordance with Article 8(1) of Regulation (EC) No 713/2009. 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.*

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 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.*

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 10 months after the approval of the proposal for a capacity calculation region in accordance with Article 15(1), 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 for the capacity calculation methodology within regions pursuant to this paragraph in capacity calculation regions based on the 'North-West Europe' ('NWE') and 'Central Eastern Europe' ('CEE') as defined in points (b), and (d) of point 3.2 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 as well as in regions referred to in paragraph 3 and 4, shall be complemented with a common framework for coordination and compatibility of flow-based methodologies across regions to be developed in accordance with paragraph 5.

(...)

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.

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 point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009;*
- (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. By 31 December 2020, all regions shall use a harmonised capacity calculation methodology which shall in particular provide for a harmonised capacity calculation methodology for the flow-based and for the coordinated net transmission capacity approach. The harmonisation of capacity calculation methodology shall be subject to an efficiency assessment concerning the harmonisation of the flow-based methodologies and the coordinated net transmission capacity methodologies that provide for the same level of operational security. All TSOs shall submit the assessment with a proposal for the transition towards a harmonised capacity calculation methodology to all regulatory authorities within 12 months after at least two capacity calculation regions have implemented common capacity calculation methodology in accordance with Article 20(5).

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 harmonised 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.

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.

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.

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.*

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.*

2 CORE TSOs' PROPOSAL

The proposal for the day-ahead capacity calculation methodology was consulted by Core TSOs through ENTSO-E from 30 June 2017 to 31 July 2017 in line with Article 20(2) and Article 12 of the CACM Regulation. Along with the draft proposal, the Core TSOs published an explanatory note.

In the public consultation, Core TSOs were seeking input from stakeholders and market participants on the draft proposal. Market participants were asked to provide Core TSOs with their feedback via the online survey platform.

Core NRAs closely observed, analysed and continuously provided feedback and guidance to Core TSOs during various meetings in 2016, 2017 and 2018 and through a shadow opinion of all Core NRAs in August 2017.

The final proposal for the day-ahead capacity calculation methodology, dated 15 September 2017, was received by the last Core NRA on 20 September 2017. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of CACM Regulation, in line with Article 9(9) of CACM Regulation.

Article 9(10) of the CACM Regulation requires Core NRAs to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Core NRA concerned. A decision is therefore required by each Core NRA by 20 March 2018.

The proposal for the day-ahead capacity calculation methodology, as understood by the Core NRAs, foresees the introduction of a **flow-based capacity calculation methodology** in the Core CCR at the day-ahead timeframe.

3 CORE NRAs' ASSESSMENT

The Core NRAs request the Core TSOs to amend the proposal pursuant Article 9(12) of the CACM Regulation and to take into account the following Core NRAs' assessment. The assessment contains of a fundamental part and a part going more into detail. The first sub chapter assesses the general approach made by Core TSOs, whereas the second sub chapter tackles every article of the proposal individually.

3.1 FUNDAMENTAL REMARKS

In its Articles 5 (Methodology for critical network elements and contingencies selection), 9 (Reliability margin methodology), 10 (Generation shift keys methodology) and 15 (Rules on adjustment of power flows in critical network elements due to remedial actions), the proposal delivered by Core TSOs does not contain descriptions of sub-methodologies but a reference to a so called deliverable report which shall be provided to Core NRAs in Q1 2018, describing the approach to finalize the open issues on those sub-methodologies. This report would display a timeline until those sub-methodologies will be finalized by Core TSOs on a date to be precised in this report.

As Core NRAs cannot approve sub-methodologies or methodologies that imply subsequent approvals or refer to additional deliveries, they do not consider the approach proposed by Core TSOs as feasible. Core NRAs then urge to add sufficient descriptions of all sub-methodologies in the amended proposal. If not all requirements of the CACM Regulation are covered in the proposal, Core TSOs fail to fulfil their obligation and Core NRAs will not be in a position to approve a proposal with missing elements. Besides the missing sub-methodologies, the current version of the proposal lacks the level of details needed to approve the day-ahead capacity calculation methodology. Detailed requirements expected by Core NRAs are described in the dedicated part of this document below.

In addition, Core TSOs shall not leave undefined and unjustified thresholds or values in the methodology. When the proposal contains the option for individual TSO to discretionary use or modify several inputs of the capacity calculation, it has to be clearly stated for each TSO and justified. Core NRAs invite Core TSOs to foresee coordinated or common measures to avoid undue modification of the flow based capacity calculation inputs.

Not all requirements of the CACM Regulation are covered in the proposal. Core TSOs failed to fulfil their obligation and Core NRAs are not in a position to approve a proposal which is incomplete, leaves wide room for interpretations and is far from being enforceable.

3.2 FURTHER REMARKS ON CORE TSOS' PROPOSAL

General

On 3 August 2017, Core NRAs sent to Core TSOs a very detailed shadow opinion to answer the public consultation by the Core TSOs of the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology. Core NRAs deeply regret that the Core TSOs did not follow the recommendations issued in the shadow opinion for most parts of the proposal.

The requirements of CACM Regulation not met in the proposal are:

- Rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges to ensure compliance with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009, as requested in Article 21(1)b(ii) of the CACM Regulation are not provided. These rules are further to be applied by the coordinated capacity calculator as prescribed by Article 29(7)(d) of the CACM Regulation. In case of discrimination between internal and cross-border flows, measures on how to resolve this discrimination in the long term shall be provided (e.g. launch of a bidding zone review in accordance with Article 32 of the CACM Regulation).
- How the tasks listed in Article 29 and Article 8(2)(e) of the CACM Regulation are carried out.
- How the decisions taken in the Core CCR consider and have an impact on neighbouring CCRs (Article 26(4) and Article 29(9) of the CACM Regulation).
- How the coordinated capacity calculator is appointed (Article 27(2) of the CACM Regulation) and how, if applicable, a smooth process is ensured if the role of the coordinated capacity calculator is performed by more than one entity (e.g. two RSCs) (Article 26(4) and Article 29(9) of the CACM Regulation)
- The description of the tool to be established for market participants which enables to evaluate the interaction between cross-zonal capacities and cross-zonal exchanges between bidding zones, as requested by Article 20(9) of the CACM Regulation shall be included into the proposal.
- TSOs shall describe the tasks, steps and processes between 15.00 D-2 as required by CACM Regulation 14(3) and the approved firmness deadline pursuant to CACM Regulation Article 69 Core NRAs request Core TSOs to refer to Article 22(1) of the proposal in every article that covers a parameter that will be reviewed according to Article 27(4) of the CACM Regulation.

Core NRAs ask Core TSOs to check all references to articles from the proposal.

Article 1 – Subject matter and scope

The proposal shall refer to Articles 20ff. of the CACM Regulation instead of only Article 20(2).

Article 2 – Definitions and interpretation

The definition of the TRM is missing.

Furthermore, for listing the definitions, it would be more practical to use numbers instead of letters.

References to other terms and methodologies that are not yet approved (e.g. Fallback) shall be avoided.

Various submission dates (e.g. Fallback, CGMM) mentioned are not of relevance as the proposal shall refer only to articles of the CACM Regulation.

Article 4 – Cross-zonal capacities for the day-ahead market

Core NRAs ask Core TSOs to explain why Article 20(3) of the CACM Regulation is mentioned in the proposal as it refers to Italy. Another article of the CACM Regulation may be referred to.

Article 5 – Methodology for critical network elements and contingencies selection

Core NRAs request that Core TSOs take into account in the capacity calculation only the cross-zonal network elements (hereafter “CNEs”) and contingencies (hereafter “CNECs”) and the internal CNEs/CNECs that are significantly impacted by cross-zonal exchanges. For the sake of determination of the set of CNEs/CNECs relevant for coordinated capacity calculation, TSOs shall define a methodology that provides at least:

- The determination of CNEs/CNECs relevant for coordinated capacity calculation and detailed criteria for the selection of CNEs/CNECs, such as thresholds.
- Reference to the relevant provisions of SO Regulation² and exploit synergies between coordinated capacity calculation and operational security assessment as much as possible. This applies in particular to but is not limited to the selection of contingencies pursuant to Article 33 of the SO Regulation.
- The frequency at which the set of relevant CNEs/CNECs for coordinated capacity calculation is re-evaluated.
- Details on how the methodology for selecting CNEs/CNECs relevant for coordinated capacity calculation takes into account the issue of undue discrimination between internal and cross-border flows.
- How the selection of CNEs/CNECs relevant for coordinated capacity calculation is in line with the objectives of the CACM Regulation (i.e. Article 3) and Article 1.7 of Annex I to the Regulation (EC) 714/2009).

Core NRAs ask Core TSOs for justification on how the selection of CNEs/CNECs relevant for coordinated capacity calculation is economically more efficient than measures for eliminating CNEs/CNECs (i.e. it shall be described why introducing a CNE/CNEC is from a social welfare point of view more efficient than other measures that would neutralise this CNE/CNEC).

In addition, Core NRAs request Core TSOs to clearly define criteria for a CNEC to be significantly influenced by the remedial actions (hereafter “RAs”), either by defining a clear threshold or other criteria. If Core TSOs do not define such criteria, they cannot use different sets of CNECs for the capacity calculation and for the remedial actions optimisation (hereafter “RAO”) monitoring. Here, links to the relevant provisions of SO Regulation (e.g. Article 75) shall be established in order to ensure compatibility and avoid gaps.

Article 5(5) of the proposal shall clarify if the decision by the TSOs to keep a CNEC under the threshold in the capacity calculation is taken for one market time unit or for another timeframe. An exhaustive list of justifications for the TSOs to do so shall also be provided in the proposal and include the requirement to not only include them in the monitoring report but also inform Core NRAs immediately.

² Commission Regulation 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

Core NRAs welcome the implementation of a minimum RAM. Core TSOs shall define a value as well as the approach to apply it when determining the cross-zonal capacity before allocating commercial exchanges.

The approval of the proposed update referred to in Article 5(8)(d) of the proposal implies an approval of a sub-methodology, and, is, thus, not acceptable (see fundamental remark of this document).

Article 6 – Methodology for operational security limits

Core NRAs ask Core TSOs to make a correct reference to Article 23 of the CACM Regulation as the one in the proposal does not respect the wording of Article 23 of the CACM Regulation.

The proposal foresees three different options for the definition of I_{max} . As an accurate determination of I_{max} allows for a more accurate RAM, Core NRAs ask Core TSOs to aim to use dynamic line ratings as the target solution (“*iii. a value per market time unit depending on the weather forecast*”) and seasonal limits as the fallback solution (“*ii. Fixed limits for all market time units of a specific season*”). Fixed limits for all market time units of a year are not acceptable.

Core NRAs request Core TSOs to clarify in the proposal which TSO will use which option for the go-live of the day-ahead capacity calculation methodology.

Equation 1 should be replaced by Equation 1 from the explanatory note mentioning that P is expressed in MW, and explaining - including justification - that $\cos(\phi)$ is set to 1.

Article 7 – Final Adjustment Value

Core NRAs request Core TSOs to provide an exhaustive list of reasons why FAV are used and to describe the link with the RAs.

Article 8 – Methodology for allocation constraints

Article 23 of the CACM Regulation requires a methodology for the allocation constraints and not a list of which TSO applies what allocation constraint.

Consequently, this methodology shall describe at least:

- The determination and calculation of the technical parameters of the allocation constraint (e.g. import and/or export limits in case of an external constraint),
- the frequency of the re-assessment
- the impact of the allocation constraint on single day-ahead coupling and single intraday coupling and how the application of the allocation constraint is in line with the objectives of the CACM Regulation (i.e. Article 3).
- The impact of the allocation constraint on neighbouring CCRs.

- If applicable, how the allocation constraint is considered in neighbouring CCRs or shared among several CCRs (e.g. an external constraint may be applied in a bidding zone with borders in several CCRs).
- During what time period the allocation constraint is applied.

Core NRAs request Core TSOs to demonstrate that the three reasons provided to use allocation constraints are compliant with Article 23 of the CACM Regulation, especially that the constraints cannot be transformed efficiently into maximum flows on CNEs. Core NRAs recall that they will not approve any external constraints if not duly justified against Article 23 of the CACM Regulation.

If an external constraint is applied, such an application needs to be harmonised and/or made compatible with neighbouring CCRs. Whether a certain external constraint is modelled via (a) the “Core Net Position” or (b) the “Global Net Position of that bidding zone” needs to be described.

Appendix 1 - Use of external constraints

Core NRAs welcome that Core TSOs add this appendix to describe the allocation constraints they intend to use. However, Core NRAs request Core TSOs to describe the methodology used by each TSO to calculate or determine the value of the allocation constraints in this appendix.

In addition to the methodology to calculate the external constraints, Core TSOs shall add to the appendix the detailed justifications that show that the used external constraints fulfil the requirements described in Article 23 of the CACM Regulation, in particular that the constraint is needed to maintain the operational security limits and cannot be transformed efficiently into maximum flows on CNEs. The justification must include sufficient detail on the exact operational security constraints violated if the allocation constraint is not applied. If the justification includes a study, a broad description as well as duration and frequency of redoing it shall be included.

Article 9 – Reliability margin methodology

Core NRAs welcome that Core TSOs provided a value for the common risk level. However, Core TSOs shall justify their choice to set the risk level at 10%.

Core NRAs cannot accept that Core TSOs undertake operational adjustments on the FRM values as described in Article 9(2)(b)(iii) of this proposal as this process gives too much freedom to the Core TSOs to diverge from the FRM calculation.

Core NRAs request Core TSOs to clarify in Article 9(4) of the proposal that the FRM values used before the first operational calculation can only be 10% of F_{\max} if no FRM values from already established flow-based market coupling initiatives exist. The proposal shall not foresee both cases as it seems to be the case now. Core NRAs wonder why FRMs are not calculated more frequently (for example, to better reflect seasonal changes).

Core NRAs expect Core TSOs to work towards reducing the FRM and request Core TSOs to provide a report on the work accomplished to reduce the FRM by one year after the go-live of the Core day-ahead capacity calculation.

The approval of the proposed update referred to in Article 9(7)(d) of this proposal implies an approval of a sub-methodology, and, is, thus, not acceptable (see fundamental remark of this document).

Article 10 – Generation shift keys methodology

Core NRAs request Core TSOs to describe in detail in the proposal how each Core TSO will determine its generation shift key (hereafter “GSK”) according to the three foreseen options presented in the proposal. The description and implementation shall be done in a progressively harmonized way. Also, the requirements of Article 24(1) of the CACM Regulation shall be considered.

Core NRAs also require Core TSOs to develop monitoring tools for the accuracy of the GSKs and a framework for the reporting to the Core NRAs.

The methodology for defining the GSK shall aim at minimising the overall reliability margins.

The approval of the proposed update referred to in Article 10(4)(d) of this proposal implies an approval of a sub-methodology, and, is, thus, not acceptable (see fundamental remark of this document).

Article 11 – Methodology for remedial actions in capacity calculation

Core NRAs request Core TSOs to explain the link between RAs and FAV, as requested before for Article 7 of this proposal as well as to reflect Article 25 of the CACM Regulation.

The methodology for RAs in capacity calculation shall at least include:

- As required by Article 25(1) of the CACM Regulation the list of RAs shall be taken into account in the coordinated capacity calculation also taking into account that RAs in a bidding zone with borders in several CCRs can only be assigned to one CCR.
- The frequency of the re-evaluation of the common list of RAs.
- How it is ensured that the same set of RAs is available for all capacity calculation time-frames as required by Article 25(6) of the CACM Regulation.
- Where relevant, the links to relevant methodologies under the CACM Regulation and/or provisions in the SO Regulation in order to ensure compatibility between the capacity calculation methodology and related methodologies.
- If costly remedial actions are needed to maintain a minimal RAM (Article 5(8) of this proposal) or a minimal import capacity (Article 14(4) of this proposal), they shall be mentioned in this article and make a link to the methodology in accordance with Article 35 of the CACM Regulation.

Core TSOs shall take into account comments made for Article 15 as well as Articles 11 and 15 of the proposal are closely linked.

Article 12 – Provision of the inputs

Core NRAs ask Core TSOs to define the deadline for the Core TSOs to provide the inputs to the capacity calculator. The proposal shall also describe what happens if the inputs are missing, incomplete or of a wrong format.

Article 13 – Mathematical description of the capacity calculation approach

In Core NRAs point of view, the LTA inclusion described in Article 14 of the proposal is part of the capacity calculation which this article is dedicated to. Consequently, Core TSOs shall include Article 14 in this one. Thus a duplication of equations (e.g. equation 7 and 9) can be avoided.

For a better general understanding of the methodology, the first sentence of chapter 2.2.1 of the explanatory note should be added to the beginning of this article. Clarity shall be improved by distinct descriptions (e.g. “bidding zone A” instead of “A” in Article 13(3) of this proposal) and precise descriptions of data sets used (e.g. D-2 CGM for F_{ref} in Article 13(4) of this proposal).

The possible impact of small zone-to-zone PTDFs on exchange capacity shall be described and its monitoring as well be added to this article.

Core NRAs would like Core TSOs to better explain the meaning of equation 5 and its correlation with figure 3 and figure 4 from the explanatory note. In addition, Core NRAs suggest to better elaborate the calculation of the maximum zone-to-zone PTDF taking into account the minimum PTDF factors mentioned in equation 5 from the proposal.

Article 14 – Long-term allocated capacities (LTA) inclusion

In addition to the inclusion in Article 13, some further changes of the content are requested.

All parameters used in this proposal shall have a single definition (e.g. NP_i in equations 6 and 8). Core NRAs require an explanation of criteria Core TSOs use to choose between the FAV concept and the virtual constraints to apply LTA inclusion as stated in Article 14(3) of this proposal as well as who is in charge to decide and how a decision on the method will be taken (e.g. what criteria are used).

Furthermore, Core TSOs shall include an interim coordination of the volumes of long-term products in case Core TSOs want to use LTA inclusion but the methodology in accordance with Article 10 of the FCA Regulation³ is not implemented at the go-live of the capacity calculation for day-ahead.

Since the minimum import constraint described in Article 14(4) of this proposal is not related to long-term allocation nor is it an allocation constraint, Core TSOs shall add a new article on those constraints with additional information and justification. In this new article Core NRAs require information on the explanation of the situations covered by this instrument, the exceptional circumstances mentioned and the difference to allocation constraints, a sufficient methodology on when and how these constraints are applied as well as which TSOs will use it (non-exhaustive list).

³ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

The requirements for this minimum import constraint mentioned above have to be sufficient for Core NRAs to accept the coverage of the costs occurring from redispatching and countertrading measures to ensure the import capacity.

Article 15 – Rules on the adjustment of power flows on critical network elements due to remedial actions

Core NRAs' request for a methodology or a description of the optimisation process was not fulfilled and still needs to be added to the proposal by Core TSOs. This shall include how the coordinated capacitor calculator uses available RAs for the sake of optimising cross-zonal capacities as required in Article 29(4) of the CACM Regulation. In addition to an insufficient level of detail, the objective function, the selection of CNEs and CNECs and order of RAs used by the RAO as well as a detailed description on the information exchange of applied RAs with neighbouring CCRs is missing. An approval of an updated version of the article later in time as suggested in Article 15(2)(c) and (d) of this proposal is only possible via the amendment procedure foreseen in the CACM Regulation.

The approval of the proposed update referred to in Article 15(2)(d) of this proposal implies an approval of a sub-methodology, and, is, thus, not acceptable (see fundamental remark of this document).

Core TSOs shall take into account comments made for Article 11 as well as Articles 11 and 15 of the proposal are closely linked.

Article 16 - Integration of cross border HVDC interconnectors located within the Core CCR

All terms used in this article should have a sufficient definition or explanation (e.g. ATC area, flow-based area, evolved flow-based, vertical hub). An elaboration on how commercial exchanges over the cross border HVDC interconnectors which are mentioned in Article 16(3) of this proposal are included in the capacity calculation described in Article 13 of the proposal shall be added.

Article 17 - Consideration of non-Core CCR borders

Core NRAs require more details on the standard hybrid coupling. An explanation on the basis of the assumptions of non-Core exchanges mentioned in Article 17(2) of this proposal shall be added and the feasibility study of advanced hybrid coupling referred to in Article 17(3) of this proposal should be studied in accordance with Article 25(5) of the proposal. In addition, all terms used in this article should have a sufficient definition (e.g. underlying schedules).

Core TSOs are asked to delete Article 17(4) of this proposal since it does not contain additional information to the article.

The obligation to an annual monitoring process shall be added to this article. The report may include at least an analysis on the impact of the standard hybrid coupling on the RAM compared to the future advanced hybrid coupling.

Article 18 – Calculation of the final flow-based domain

The “pre-solved process” shall be described and/or defined (e.g. what mathematical operations are applied when “pre-solving”, how are redundant CNEs/CNECs determined).

Article 19 - Precoupling backup and default processes

Core NRAs ask Core TSOs to refer the computation of “Default flow-based parameters” to the right article of the proposal as Article 20(1)(c) of the CACM Regulation does not exist and to delete the last sentence in Article 19(1)(b) of this proposal as it does not give any further information to base the approval upon.

Article 20 - ATC for Shadow Auctions

Core NRAs ask Core TSOs again to exclude all statements already covered by the fallback proposal and make a reference to Article 44 of the CACM Regulation instead. As a consequence, no reference to shadow auctions should be made but to the fallback procedure according to Article 21(3) of the CACM Regulation.

All parameters used in equations shall be defined (e.g. Margin (0)), all terms used shall be described sufficiently (e.g. constraints with zero margin) and references to external constraints shall be replaced by references to allocation constraints. In addition, Article 20(6)(b)(v) of this proposal shall be replaced by the complete description made in the explanatory note.

Article 21 - Capacity validation methodology

The exceptional situations referred to in Article 21(1)(a) and (1)(b) of this proposal shall be defined and specified. The way Articles (1)(c) and (3) of this proposal are written leads to the conclusion that if a TSO “mistakenly” sends corrupt input data, the same TSO can then request the use of default parameters. The proposal shall not indicate this option.

Regular reporting of reductions in line with Article 26 of the CACM Regulation has to be described.

Article 22 - Reviews and updates

Core TSOs are asked to add more information on the review process (e.g. when the review is taking place, the timespan between the publication of changes of any parameter and its implementation) and communication form of the review results. This article also needs to contain the statement that all changes and their impact have to be communicated to market participants and Core NRAs. If changes lead to an adoption of the methodology, Core TSOs have to amend the proposal as well. This has to be added to Article 22(5) of this proposal. In addition, the review of the allocation constraints in accordance with Article 27(4)(a) of the CACM Regulation shall include a re-assessment of the further need for allocation constraints.

Article 23 - Publication of data

Ensuring an equal treatment of market participants in all countries of the Core CCR, the data listed in Article 23(2)(e),(f) and (g) of this proposal shall be published for all of them. The reference to the compliance with national regulations shall be removed. Core NRAs note that the list may be enhanced due to a dedicated workshop as mentioned in Article 23(3) of this proposal.

Core NRAs expect the workshop mentioned in Article 23(3) of this proposal to be organised in time for the amended proposal. In this workshop, the parameters requested by stakeholders (GSKs, outages of CNEs, quality measures, information on I_{max} computation, FAV application, justification and activation of external constraints, transparency on “operational adjustment”, RAO results, assumptions about non-Core exchanges, likely corners as well as coordinated RAs) shall be discussed by Core TSOs, Core NRAs and stakeholders.

Consequently, Article 23(3) of this proposal shall be deleted and the respective templates shall be added as an appendix. The data-access point and the exhaustive list of all publication items shall be added to the proposal. In addition, all publication items in the amended proposal shall have information on the time of publication and the timeframe.

Article 24 - Monitoring and information to NRAs

Core NRAs request Core TSOs again to delete Article 24(3) of this proposal and to not put an obligation on Core NRAs.

Core NRAs request Core TSOs to organize the workshop mentioned in Article 24(5) of this proposal in time for the amended proposal. In the workshop, the parameters requested by Core NRAs by now (applied remedial actions on an hourly basis and justification for reductions made during the validation of cross-zonal capacity in accordance with Article 26.5 of the CACM Regulation, PST tap positions, vertical load forecast, production forecast, RES forecast, net position forecast, GSK assumed and GSK realized, FRM calculation method (D2CF, DACF and real time in N/N-1 + risk level), internal CNEC with average RAM/Fmax and PTDF, cross-zonal CNEC with average RAM/Fmax and PTDF, I_{max} , $\cos(\phi)$ and $T_{ambient}$ per line and hour etc) and further parameters that may be needed for efficient monitoring shall be discussed by Core TSOs and Core NRAs.

Consequently, Article 24(5) of this proposal shall be deleted and the respective templates shall be added as an appendix. In addition, all publication items in the amended proposal shall have information on the time and frequency of publication. This article shall also include a description of access arrangements (e.g. single point of access, procedures) and the obligation to provide monitoring environment and a handbook to the Core NRAs before go-live date.

Article 25 - Timescale for implementation of the Core flow-based day-ahead capacity calculation methodology

This article lacks a sufficient implementation plan and description as required by Article 9(9) of the CACM Regulation. Concrete milestones with interdependencies and dates shall be added as well as an estimated go-live date for the advanced hybrid coupling.

Core TSOs are again asked to add an explanation for the late go live date in S1 2020 in the explanatory note.

Core TSOs shall also elaborate in the proposal on the reasons why the implementation of the MCO plan in accordance with Article 7(3) of the CACM Regulation is needed at a border before it is possible to apply flow-based capacity calculation.

Please note that some Core NRAs require the results of the parallel run mentioned in Article 25(2) of this proposal for their national approval. The timeline of this analysis shall be discussed with Core NRAs.

4 Conclusion

All Core NRAs have assessed, consulted and closely cooperated and coordinated to reach the agreement that the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology does not meet all requirements of the CACM Regulation, is far from being enforceable and as such cannot be approved by all Core NRAs.

According to Article 9(12) of the CACM Regulation, Core NRAs request an amendment to the proposal for the day-ahead capacity calculation methodology submitted by the Core TSOs pursuant to Article 20ff. of the CACM Regulation.

The amended proposal shall take into account the Core NRAs position stated above, and shall be submitted by all Core TSOs no later than two months following the requirement from the regulatory authorities, in accordance with Article 9(12) of the CACM Regulation.

All Core NRAs must make their decisions to request an amendment to the proposal for the day-head capacity calculation methodology, on the basis of this agreement, by 20 March 2018.