

Beslissing

(B)2106

3 september 2020

Beslissing over de goedkeuringsaanvraag van de NV ELIA TRANSMISSION BELGIUM voor de aanpassing aan de marktkoppeling in de regio Central West Europe naar aanleiding van de introductie van de grens tussen de biedzones Duitsland/Luxemburg en België ten gevolge van de ingebruikname van de DC-verbinding ALEGrO en aanpassingen naar aanleiding van de inwerkingtreding van Verordening (EU) 2019/943

Genomen met toepassing van artikel 23, §2, 36° van de Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	4
1. WETTELIJK KADER.....	5
1.1. Nationaal wettelijk kader	5
1.2. Europees wettelijk kader.....	5
1.2.1. Verordening (EG) 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreft de voorwaarden voor de toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit	5
1.2.2. Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer	7
1.2.3. Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.....	8
2. ANTECEDENTEN.....	9
2.1. Historiek	9
2.2. Reikwijdte van de beslissing.....	14
2.3. Raadpleging	15
3. ANALYSE VAN HET VOORSTEL	17
3.1. Day-ahead flow based marktkoppeling.....	17
3.1.1. Aanpassingen naar aanleiding van de CEP Verordening.....	17
3.1.2. Aanpassingen naar aanleiding van de integratie van de DC-verbinding ALEGrO	17
3.1.3. Overstap Van Flow Based Intuitive naar Flow Based Plain	18
3.1.4. Aanpassingen ter verbetering van de marktkoppeling-algoritme-performantie	19
3.1.5. Evaluatie	21
3.2. Intraday marktkoppeling.....	22
3.2.1. Aanpassing van het intraday ATC extractie proces	22
3.2.2. Gegevensuitwisseling voor monitoring van het increase-decrease proces	23
3.2.3. Verklarende nota increase-decrease proces.....	23
3.2.4. Evaluatie	23
3.3. Berekening van de congestie-inkomsten	24
3.3.1. Evaluatie huidige CIA-methode	24
3.3.2. Integratie van de DE/LU – BE biedzonegrens.....	24
3.3.3. Evaluatie	25
3.4. Transparantie	25
3.4.1. Verbeteringen doorgevoerd sinds augustus 2018	25
3.4.2. Evaluatie	26
4. BESLISSING.....	28

BIJLAGE 1	30
BIJLAGE 2	31
BIJLAGE 3	32
BIJLAGE 4	33
BIJLAGE 5	34
BIJLAGE 6	35

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR REGULERING VAN ELEKTRICITEIT (hierna: “de CREG”) onderzoekt hierna, op basis van van artikel 23, §2, 38° en 40° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: “de elektriciteitswet”) het voorstel van NV Elia System Operator (hierna “Elia”) voor de aanpassing aan de marktkoppeling in de regio Central West Europe (hierna: “CWE”) naar aanleiding van de introductie van de grens tussen de biedzones Duitsland/Luxemburg en België ten gevolge van de ingebruikname van de DC-verbinding ALEGrO en aanpassingen naar aanleiding van de inwerkingtreding van Verordening (EU) 2019/943 (hierna respectievelijk “het voorstel” en “de Elektriciteitsverordening”).

Het voorstel voor de aanpassing aan de marktkoppeling werd door Elia ter kennis gebracht op 10 juli 2020. Het betrof de Engelstalige versies van de geactualiseerde “*approval package*”, een beschrijving van de capaciteitsberekeningsmethodologie voor het *intraday* tijdbestek, een beschrijving van de toewijzing van de congestie-inkomsten, een gezamenlijke brief van alle transmissiesysteembeheerders van de CWE regio (hierna: “de CWE TSB’s”) en een versie met aanduiding van de geïntroduceerde wijzigingen van de eerste drie genoemde documenten.

De CREG ontving Franstalige vertalingen van deze documenten, op 12 augustus 2020. De Franstalige versies van deze documenten vormen het onderwerp van de onderhavige beslissing en zijn bijgevoegd in BIJLAGE 2 en BIJLAGE 3.

Deze eindbeslissing is opgesplitst in vier delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijke kader. In het tweede deel worden de antecedenten van de beslissing toegelicht. Het derde deel gaat over de beoordeling van de voorgestelde wijzigingen en het vierde deel, ten slotte, bevat de eigenlijke beslissing.

De regulerende instanties van de CWE regio hebben elkaar geraadpleegd en in nauwe coördinatie samengewerkt bij de beoordeling van dit voorstel. Naar aanleiding hiervan is een gezamenlijke *position paper* opgesteld (“*Common position paper of CWE NRA’s on the update of the Flow based market coupling methodology*”, 13 juli 2020). Deze is als BIJLAGE 5 aan de onderhavige beslissing toegevoegd.

Het Directiecomité van de CREG keurde deze beslissing goed op haar vergadering van 3 september 2020.

1. WETTELIJK KADER

1. De aanvraag van Elia tot goedkeuring van het voorstel betreft een wijziging van de congestiebeheersprocedure. In dit hoofdstuk beschrijft de CREG de bepalingen die gezamenlijk het wettelijk kader vormen voor dit besluit. Het betreft zowel nationale als Europese wetgeving.

1.1. NATIONAAL WETTELIJK KADER

2. Artikel 8 §1 van de Elektriciteitswet schrijft voor dat de netwerkbeheerder belast is met de taak van het publiceren van de normen voor het plannen, uitbaten en de veiligheid die worden aangewend, met inbegrip van een algemeen plan voor de berekening van het totale transfertvermogen en de betrouwbaarheidsmarges van de transmissie op basis van de elektrische en fysische karakteristieken van het net.

3. Artikel 23, §2, 36° van de Elektriciteitswet bepaalt dat de CREG moet toezien op het congestiebeheer van het transmissienet, met inbegrip van de interconnecties, en de invoering van de regels voor het congestiebeheer. Artikel 23, §2, 38° bepaalt dat de CREG het algemeen plan goedkeurt voor de berekening van de totale overdrachtscapaciteit en van de betrouwbaarheidsmarge van de transmissie vanuit elektrische en fysische kenmerken van het net dat gepubliceerd wordt door de netbeheerder met toepassing van artikel 8, §1, derde lid, 11°.

1.2. EUROPEES WETTELIJK KADER

1.2.1. Verordening (EG) 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreft de voorwaarden voor de toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit

4. De implementatie van Flow Based marktkoppeling in Day-ahead in Centraal-West-Europa (hierna "CWE DA FBMC"), startte op basis van de Annex discussies eind 2006 van Verordening (EG) 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad van 26 Juni 2003 handelend over de voorwaarden voor toegang tot het netwerk voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, later vervangen door Verordening (EG) 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreft de voorwaarden voor de toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van Verordening (EG) 1228/2003 (hierna: Verordening (EG) 714/2009). De realisatie van een eenheidsmarkt in elektriciteit in *day-ahead* en in *intraday* zijn essentieel in het behalen van de Europese doelstellingen inzake competitiviteit, bevoorradingszekerheid en betaalbaarheid van elektriciteit, zoals beschreven in de Verordening (EG) 2015/1222 van 24 juli 2015 die een richtlijn vastlegt voor de allocatie van capaciteit en voor congestiebeheer of "*Capacity Allocation and Congestion Management*" (hierna: CACM richtlijn).

5. Artikel 15, eerste en tweede lid, van Verordening (EG) 714/2009 luiden:

1. De transmissiesysteembeheerders voorzien in mechanismen voor coördinatie en uitwisseling van informatie teneinde in het kader van congestiebeheer in te staan voor de zekerheid van de netwerken.

2. De door de transmissiesysteembeheerders gehanteerde veiligheids-, operationele en planningsnormen worden openbaar gemaakt. Dit omvat tevens een algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtscapaciteit en de

transmissiebetrouwbaarheidsmarge, een en ander gebaseerd op de elektrische en fysieke eigenschappen van het netwerk. Dergelijke modellen moeten door de regulerende instanties worden goedgekeurd. (...)

6. Artikel 16, eerste, tweede en derde lid, van Verordening (EG) 714/2009 luiden:

1. Congestieproblemen van het netwerk worden aangepakt met niet-discriminerende, aan de markt gerelateerde oplossingen waarvan voor de marktspelers en de betrokken transmissiesysteembeheerders efficiënte economische signalen uitgaan. Bij voorkeur dienen netcongestieproblemen te worden opgelost met van transacties losstaande methoden, d.w.z. methoden waarbij geen keuze tussen de contracten van afzonderlijke marktspelers behoeft te worden gemaakt.

2. Procedures om transacties te beperken worden slechts toegepast in noodsituaties, wanneer de transmissiesysteembeheerder snel moet optreden en redispatching of compensatiehandel niet mogelijk is. Dergelijke procedures worden op niet-discriminerende wijze toegepast. Behoudens in geval van overmacht worden marktspelers met een capaciteitstoewijzing voor een eventuele beperking vergoed.

3. Marktspelers krijgen de beschikking over de maximale capaciteit van de interconnecties en/of de maximale capaciteit van de transmissienetwerken waarmee grensoverschrijdende stromen worden verzorgd, zulks in overeenstemming met de voor een bedrijfszekere exploitatie van het netwerk geldende veiligheidsnormen. (...)"

7. Bijlage 1 bij Verordening (EG) 714/2009 bepaalt onder meer het volgende:

Artikel 1.7 :

Bij het definiëren van passende netwerkgebieden waarop en waartussen congestiebeheer van toepassing is, moeten de transmissiesysteembeheerders zich laten leiden door de beginselen van rendabiliteit en minimalisering van de negatieve gevolgen voor de interne markt voor elektriciteit. Met name mogen transmissiesysteembeheerders de interconnectiecapaciteit niet beperken om congestie binnen hun eigen controlegebied op te lossen, behalve om de hierboven vermelde redenen en redenen van operationele veiligheid en moeten de transmissiesysteembeheerders ze beschrijven en alle systeemgebruikers hiervan op transparante wijze in kennis stellen. Een dergelijke situatie wordt alleen getolereerd zolang geen oplossing op lange termijn is gevonden. De methoden en projecten waarmee zo'n oplossing kan worden bereikt, worden door de transmissiesysteembeheerders beschreven en op transparante wijze aan de systeemgebruikers gepresenteerd." (...)

Artikel 3.5:

Ter bevordering van eerlijke en doeltreffende mededinging en grensoverschrijdende handel, dient de in punt 3.2 beschreven coördinatie tussen de transmissiesysteembeheerders binnen de gebieden alle stappen te bestrijken, gaande van capaciteitsberekening en optimalisering van toewijzing tot veilige exploitatie van het netwerk, en worden de verantwoordelijkheden duidelijk verdeeld. Deze coördinatie heeft met name betrekking op:

a) het gebruik van een gemeenschappelijk transmissiemodel dat doeltreffend omspringt met fysieke loop-flows en rekening houdt met de verschillen tussen fysieke en commerciële stromen;

b) de toewijzing en nominering van capaciteit om doeltreffend om te springen met onderling afhankelijke fysieke loop-flows; (...) g) *de verificatie van de stromen om te voldoen aan de eisen inzake netwerkbeveiliging voor operationele planning en realtime-exploitatie; (...)."*

Artikel 5.2:

Transmissiesysteembeheerders publiceren een algemene beschrijving van de congestiebeheermethoden die in diverse omstandigheden worden toegepast om zoveel

mogelijk capaciteit ter beschikking te stellen van de markt, alsook een algemeen systeem voor de berekening van de interconnectiecapaciteit voor de verschillende tijdsbestekken, gebaseerd op de werkelijke elektrische en fysische toestand van het netwerk. Een dergelijk systeem moet door de regulerende instanties van de lidstaten worden beoordeeld.

1.2.2. Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer

8. Artikel 18, lid 3, b) van Verordening (EG) 714/2009 voorziet in de ontwikkeling en implementatie van gedetailleerde richtsnoeren om de handel in elektriciteit in de biedzones van de Europese Unie te harmoniseren. Hiertoe werd, op 24 juli 2015, de CACM Verordening gepubliceerd voor inwerkingtreding op 14 augustus 2015.

9. De CACM Verordening voorziet in minimale harmonisatieregels voor capaciteitstoewijzing, congestiebeheer en handel in elektriciteit voor de *day-ahead* en *intraday* markten van de Unie. Hiertoe dienen de TSB's van een capaciteitsberekeningsregio, onder meer, op geharmoniseerde wijze de beschikbare interconnectiecapaciteiten te berekenen. Dit dient te gebeuren volgens de regels uiteengezet in Afdeling 3 en Afdeling 4 (ofwel Artikel 20 tot en met 30) van de CACM Verordening.

10. Het voorstel van Elia tot wijziging van de CWE DA FB methodologie volgt uit de goedkeuring¹ van het oorspronkelijke CWE DA FB voorstel. De samenwerking tussen de TSB's en de regulerende instanties van de CWE regio ging de inwerkingtreding van de CACM Verordening vooraf en de huidige ontwikkelingen binnen de CWE regio dienen dan ook niet te worden beschouwd als een implementatie van de capaciteitsberekeningsmethodologie volgens de CACM Verordening. Hiertoe werkt Elia momenteel samen met de TSB's van de Core capaciteitsberekeningsregio, net zoals de CREG samenwerkt met de betrokken regulerende instanties en ACER. De beslissing over het huidige voorstel van Elia gebeurt dan ook zonder voorafname aan de beslissing van de Core regulerende instanties en ACER over de methodologieën voor capaciteitsberekening voor het *day-ahead* en *intraday* tijdsbestek in de Core regio.

¹ Zie [Eindbeslissing](#) (B) 150423-CDC-1410 over "de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de implementatie van de koppeling van de dagmarkten gebaseerd op de stromen in de regio CWE (Centraal-West Europa).

1.2.3. Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit

11. De Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna: “CEP Verordening”) maakt deel uit van het “Pakket Schone Energie voor alle Europeanen²” en vervangt de Verordening (EG) nr 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad.

12. De CEP Verordening is van toepassing sinds 1 januari 2020.

13. Artikel 16(8) van de CEP Verordening bepaalt dat een minimaal niveau van 70% van de capaciteit beschikbaar moet zijn voor zoneoverschrijdende handel, rekening houdend met uitvalsituaties. De volledige 30% kan worden gebruikt voor de betrouwbaarheidsmarges, lusstromen (hierna: “loop flows”) en interne stromen voor elk kritisch netwerkelement (artikel 16(8)).

Artikel 16(8)

Transmissiesysteembeheerders leggen geen beperking op aan het volume van de interconnectiecapaciteit die aan marktdeelnemers ter beschikking wordt gesteld om congestie binnen hun eigen biedzone aan te pakken of die als middel dient voor het beheren van stromen als gevolg van transacties binnen de biedzones. Onverminderd de toepassing van de derogaties uit hoofde van de leden 3 en 9 van dit artikel en de toepassing van artikel 15, lid 2, wordt dit lid geacht te zijn nageleefd mits de volgende niveaus van beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel zijn bereikt:

a) voor grenzen met een aanpak op basis van gecoördineerde nettotransmissiecapaciteit bedraagt de minimumcapaciteit 70 % van de transmissiecapaciteit, met inachtneming van de operationele-veiligheidsgrenzen, na aftrek van uitvalsituaties, als bepaald overeenkomstig het op grond van artikel 18 van Verordening (EG) nr. 714/2009 vastgestelde richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer;

b) voor grenzen met een stroomgebaseerde aanpak is de minimumcapaciteit een marge die is vastgesteld in het capaciteitsberekenningsproces als beschikbaar voor door zoneoverschrijdende uitwisseling teweeggebrachte stromen. De marge bedraagt 70 % van de capaciteit, met inachtneming van de operationele-veiligheidsgrenzen van interne zoneoverschrijdende kritische netwerkelementen, rekening houdend met uitvalsituaties, als bepaald overeenkomstig het op grond van artikel 18 van Verordening (EG) nr. 714/2009 vastgestelde richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer.

De volledige 30 % kan worden gebruikt voor de betrouwbaarheidsmarges, lusstromen en interne stromen voor elk kritisch netwerkelement.

14. De Verordening laat echter tot 2025 en onder bepaalde voorwaarden afwijkingen van deze 70% toe. Afwijkingen van het minimaal niveau van 70% kunnen worden voorzien wanneer:

- een lidstaat, na de vaststelling door een TSB van structurele congestie, beslist dat een actieplan in overeenstemming met artikel 15 wordt geïmplementeerd; of
- een regulerende instantie, op verzoek van een TSB, een derogatie verleent om voorzienbare redenen wanneer dat nodig is om de operationele veiligheid in stand te houden in overeenstemming met artikel 16(9).

² Engels: Clean Energy Package for all Europeans (CEP)

2. ANTECEDENTEN

2.1. HISTORIEK

15. Sinds 2007 zijn de elektriciteitsmarkten in de CWE regio, bestaande uit de grenzen tussen België, Nederland, Frankrijk en de toenmalige biedzone Duitsland/Luxemburg/Oostenrijk, met elkaar gekoppeld. De berekening van de beschikbare capaciteit voor marktkoppeling vormt een fundamenteel element in het beheer van het transmissienetsysteem. Onder de beperking van het respecteren van de netveiligheid, dienen de waarden van de berekende capaciteiten die beschikbaar gesteld worden aan de markt, te worden gemaximaliseerd.

16. Sinds 21 mei 2015 gebeurt de berekening en de allocatie van de transmissiecapaciteit voor de day-ahead marktkoppeling in de CWE-regio op basis van de *Flow based* marktkoppeling (FB MC). Hierbij worden rechtstreeks de netto-export posities van de betrokken biedzones geoptimaliseerd in functie van de gegenereerde welvaartswinst, rekening houdende met de beschikbare transmissiecapaciteit op de door transmissienetwerkbeheerders aangeduide relevante netwerk-elementen. De methodologie voor de CWE DA FB MC werd in maart 2015 door de CWE transmissienetbeheerders ter goedkeuring aan de CWE regulatoren voorgesteld. De implementatie van CWE DA FBMC werd goedgekeurd via Eindbeslissing (B) 1410, conditioneel aan voorwaarden waaronder 15 punten die opgenomen zijn in een gemeenschappelijke positie paper van de CWE Regulatoren (*“Position paper of CWE NRA’s on Flow based Market Coupling”*, maart 2015).

17. In de gezamenlijke *position paper* van maart 2015 gaven de CWE regulerende instanties aan dat ze verwachtten dat de CWE TSB’s een studie met betrekking tot de selectie van kritieke netwerkelementen (de zgn. CBCO-studie voor *Critical Branch – Critical Outage*) in de CWE FB MC uitvoeren. Gezien de afwezigheid van resultaten van deze studie, beslisten de CWE regulerende instanties eind 2017 de TSB’s te verzoeken om een nieuwe kortetermijnmaatregel in te voeren: de zgn. 20% minimum RAM regel. Deze regel wordt beschouwd door de CWE regulerende instanties als een tijdelijke maatregel die, in afwachting van verdere studies en een grondige oplossing voor het probleem van de lage zoneoverschrijdende capaciteiten, in de CWE FB MC *approval package* dient te worden opgenomen.

18. Naar aanleiding van deze wijzigingen aan de CWE FB MC methodologie, hebben de CWE TSB’s op 13 juni 2018 een gezamenlijk voorstel ontwikkeld dat ter goedkeuring aan de betrokken regulerende instanties werd voorgelegd.

19. Op 8 augustus 2018 ontving de CREG, net als de andere regulerende instanties, de communicatie van het PCR SC³ met de informatie van en aantal testen die werden uitgevoerd op de werking van Euphemia⁴ naar aanleiding van de splitsing van de biedzones DE/LU en AT. De resultaten van deze testen gaven aan dat de technische aanpassingen om deze splitsing te verwezenlijken tot gevolg kunnen hebben dat Euphemia de performantielimiten bereikt volgens een aantal ontwikkelde testcriteria. Het PCR SC gaf te kennen dat, gezien de regulatoire beslissing die ten grondslag ligt aan de splitsing van DE/LU en AT, ze akkoord kon gaan met de verandering aan het algoritme en de bijkomende risico’s voor (gedeeltelijke) ontkoppeling.

20. Naar aanleiding van deze communicatie heeft de CREG bevestiging gevraagd van Elia dat dit bijkomende risico geen impact op de bevoorradingszekerheid in de winterperiode (in situaties met hoge importvolumes) heeft. Elia gaf te kennen dat dit voldoende gemitigeerd is door de in werking

³ PCR SC = *Price Coupling of Regions Steering Committee*

⁴ Het door PCR gebruikte marktkoppeling algoritme voor de allocatie van de *day-ahead* capaciteiten.

zijnde maatregelen, via brief op 30 augustus 2018. Hierbij werd verwezen naar een uitbreiding van de berekeningstijd die Euphemia ter beschikking heeft (standaard 10 minuten) en de schaduwveilingen die georganiseerd worden in geval de impliciete marktkoppeling faalt.

21. Op 30 augustus 2018 keurde de CREG in haar beslissing 1814 de aanvraag tot goedkeuring van Elia voor de aanpassing van de CWE marktkoppeling naar aanleiding van de integratie van de Duits-Oostenrijkse biedzonegrens en de integratie van de 20% minimum RAM regel, goed. De CREG vraagt in beslissing 1814 aan Elia om de transparantie van de CWE FBMC verder te verbeteren. Dit houdt onder meer de in de bijhorende CWE gemeenschappelijke positie paper opgenomen lijst van punten, alsook een voortzetting van de samenwerking met CWE marktdeelnemers op dit aspect.

De CEP Verordening

22. Op 24 juni 2019 treedt de CEP Verordening in werking. Zij is van toepassing met ingang op 1 januari 2020. De CEP Verordening heeft rechtstreeks een impact op de minimale capaciteit die ter beschikking gesteld moet worden in de CWE DA FBMC. Met name Artikel 16(8) van de CEP Verordening vereist dat TSB's een minimale capaciteit voor zoneoverschrijdende handel ter beschikking moeten stellen (hierna: CEP minRAM). Deze bedraagt standaard 70% van de thermische capaciteit (Fmax), rekening houdend met een uitval, tenzij de lidstaat beslist tot een actieplan of tenzij de regulator een tijdelijke derogatie aan de TSB verleent (zie paragraaf 13 en 14).

23. In het najaar van 2019 beslist de Belgische lidstaat om niet tot een actieplan over te gaan omdat er geen structurele congestie in de Belgische biedzone is vastgesteld. De CREG keurt in haar beslissing 2014 van 6 december 2019 wel een derogatieverzoek van Elia voor 2020 goed waarbij afwijkingen van de 70% zijn toegestaan voor *loop flows* boven een bepaalde drempelwaarde en voor situaties waarbij het netwerk niet volledig is omwille van geplande netwerkversterkingen⁵. Bovendien is een tijdelijke derogatie opgenomen, van 1 januari tot en met 31 maart 2020, teneinde het Elia toe te laten om de noodzakelijke operationele procedures en IT-tools te ontwikkelen om aan de 70% verplichtingen te voldoen.

24. De minimale capaciteit voor zoneoverschrijdende uitwisselingen, CEP minRAM, is niet uitsluitend voorbehouden voor CWE-uitwisselingen. De CEP minRAM kan ook gebruikt worden voor 'externe' uitwisselingen in andere capaciteitsberekeningsregio's. Omdat de verschillende capaciteitsberekeningsregio's geen gebruik maken van gemeenschappelijke methodes en procedures voor het berekenen en toewijzen van grensoverschrijdende capaciteit, wordt de CEP minRAM op elk kritisch netwerkelement ex ante verdeeld over de verschillende capaciteitsberekeningsregio's. Hiertoe maken TSB's tijdens de capaciteitsberekening een inschatting van de capaciteit die door elk van de verschillende capaciteitsberekeningsregio's gebruikt zal worden. Op basis van het verschil tussen de CEP minRAM en de marge die voor niet-CWE-uitwisselingen wordt voorbehouden wordt de minimale capaciteit voor CWE-uitwisselingen in de dagmarkt. De berekeningswijze die Elia toepast voor het bepalen van de marge voor niet-CWE uitwisselingen en deze voor de CWE-uitwisselingen is opgenomen in het derogatieverzoek van Elia voor 2020 en door de CREG goedgekeurd.

25. Op 7 januari 2020 start Elia de externe parallelle runs van de implementatie van de CEP minRAM op de Belgische netwerkelementen in de CWE dagmarktkoppeling. De resultaten van de externe parallelle run worden gepubliceerd op JAO⁶. De effectieve implementatie start op 1 april 2020.

Het ALEGrO project

26. Met de ingebruikname van de DC-verbinding ALEGrO tussen het Belgische Elia-net en het Duitse Amprion krijgt de CWE-regio er een nieuwe biedzonegrens bij. De ingebruikname van ALEGrO is eind

⁵ <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2014>

⁶ Joint Allocation Office (JAO), <https://www.jao.eu/main>

2020 gepland. ALEGrO is tevens de eerste DC-verbinding in de CWE-regio en dus de eerste DC-verbinding die in een stroomgebaseerde marktkoppeling wordt opgenomen. De goedkeuring voor de bouw van ALEGrO dateert van 2016 en het constructiewerken startten in januari 2018.

27. De commerciële exploitatie van ALEGrO zal in verschillende fases gebeuren zoals ook bij NEMO Link het geval was. In de eerste fase wordt ALEGrO opgenomen in de dagmarktkoppeling. Later volgen ook de uitwisselingen in *intraday* en de veilingen van langetermijncapaciteit.

28. De interne parallelle *runs* voor de integratie van ALEGrO in de dagmarktkoppeling lopen van 21 januari 2020 tot 30 maart. De externe SPAIC analyses (*Standardized Process for Assessing the Impact of Changes*) volgen op 1 april 2020. De resultaten van de interne SPAIC analyses voor de integratie van ALEGrO op het niveau en de distributie van de congestie-inkomsten worden op 16 maart 2020 aan CWE regulatoren gepresenteerd. Deze geven aan dat *Flow Based Plain* significant meer welvaart genereert dan *Flow Based Intuitive* en dat het de performantie van het marktkoppeling algoritme ten goede komt.

29. Op 4 april 2020 presenteren CWE TSBs met marktpartijen het voorstel voor de integratie van de DC-verbinding in de CWE DA FBMC door middel van *Evolved Flow Based* en wat dit concreet zou betekenen in termen van *Flow Based* parameters.

30. In april 2020 komen CWE regulatoren tot de overeenstemming om bij de commerciële ingebruikname van ALEGrO de overstap te maken naar *Flow Based Plain*. Deze overeenstemming wordt bereikt op basis van de resultaten van de interne parallelle runs voor de integratie van ALEGrO en op basis van de vergelijking tussen *Flow Based Intuitive* en *Flow Based Plain* sinds de CWE Flow based go-live in 2015 (zie paragraaf 34). Deze overeenstemming wordt per mail aan CWE TSB's gecommuniceerd.

31. De externe parallelle run starten op 1 mei 2020 en vanaf 1 juni 2020 worden de resultaten dagelijks gepubliceerd op JAO. Ze lopen door tot de commerciële go-live van ALEGrO. De externe parallelle runs zijn op basis van *Flow Based Plain*, volgend op de overeenstemming tussen CWE regulatoren om naar *Flow Based Plain* over te stappen. De eerste resultaten worden op 15 juni 2020 gepresenteerd CWE regulatoren en marktpartijen.

Flow Based Plain versus Flow Based Intuitive

32. De doelstelling van een stroomgebaseerde marktkoppeling is om de beschikbare netwerkcapaciteit te alloceren aan de combinatie van commerciële uitwisselingen die de grootste totale welvaart creëert. Er kunnen situaties optreden waarbij die optimale combinatie overeenkomt met een niet-intuïtief resultaat. Een biedzone met hogere prijs exporteert dan naar een biedzone met lagere prijs. Of met andere woorden een biedzone met een lagere prijs importeert van een biedzone met een hogere prijs.

33. Om niet-intuïtieve resultaten te vermijden, beslissen CWE regulatoren bij de go-live van CWE Flow based in 2015 voor de implementatie van *Flow Based Intuitive* in plaats van *Flow Based Plain*. Wanneer het resultaat van *Flow Based Plain* non-intuïtief is, wordt de *intuitiveness patch* getriggerd. Dit is een extra voorwaarde of beperking die het optimalisatie-algoritme moet respecteren. Deze patch garandeert intuïtieve resultaten maar is in termen van totale welvaart wel iets minder optimaal.

34. CWE regulatoren vragen de CWE *Flow Based* project partners om het verschil tussen *Flow Based Plain* en *Flow Based Intuitive* op te volgen en te evalueren. De resultaten van deze evaluatie worden met regulatoren en stakeholders gedeeld tijdens de CWE Consultative Group Meetings. Over het algemeen zijn de verschillen niet uitgesproken, al zou *Flow Based Intuitive* in stressvolle marktsituaties aanleiding geven tot hogere prijsspieken. Voornamelijk de Belgische biezone blijkt onder *Flow Based Intuitive* sterkere prijsspieken te kennen en lagere importmogelijkheden. In 2018 concluderen CWE TSB's dat omwille van *adequacy* redenen beter naar *Flow Based Plain* zou worden overgeschakeld.

Daarnaast geven CWE Flow based project partners in 2018 aan dat de gemiddelde en maximale rekentijd tot het vinden van een eerste oplossing met *Flow Based Intuitive* een stuk hoger ligt dan met *Flow Based Plain*. In het licht van de geïdentificeerde performantie problemen van het allocatie-algoritme Euphemia wordt dit aspect naar CWE regulatoren toe extra onderstreept (zie ook paragraaf 19).

35. In 2020 concludeert ACER in haar Beslissing 04-2020 dat *Flow Based Intuitive* niet conform is met de CACM Verordening en dus niet ondersteund kan worden door het *Euphemia* algoritme dat aan de basis ligt van de *Single Day-Ahead Coupling* (hierna: “SDAC”). In dit licht overwegen CWE TSB’s de overstap van *Flow Based Intuitive* naar *Flow Based Plain*. Op 20 februari 2020 leveren CWE TSOs een vergelijkend rapport aan CWE regulatoren en wordt dit rapport op JAO gepubliceerd.

Intraday capaciteitsberekening

36. In 2014 beginnen CWE TSBs te werken aan nieuwe *intraday* capaciteitsberekeningsmethodes. De focus ligt bij de implementatie van een gecoördineerd *increase/decrease* proces na de stroomgebaseerde dagmarktkoppeling vooraleer de *intraday Flow Based* capaciteitsberekening te ontwikkelen.

37. In 2015 keurt de CREG in haar Beslissing (B)1410 het initiële voorstel van CWE TSB’s voor een ATC-gecoördineerde berekening voor *intraday* goed als zijnde een eerste stap in een stapsgewijze aanpak, erop wijzend dat de CACM Verordening bepalen dat naar een *intraday Flow Based* methodiek ontwikkeld moet worden – tenzij ondubbelzinnig kan worden aangetoond dat een NTC-gebaseerde aanpak efficiënter is⁷.

38. In november 2015 leggen CWE TSB’s het voorstel voor deze eerste stap op basis van een gecoördineerde *intraday* ATC-berekening ter goedkeuring voor (hierna: “CWE ID ATC CC”). Het voorstel is de extractie van *intraday* ATC-waarden op basis van de zogenaamde ‘leftovers’ van het *day-ahead Flow Based* domein. Het voorstel wordt in maart 2016 door CWE regulatoren goedgekeurd als een eerste stap.

39. Op 28 maart 2016 wordt CWE ID ATC CC op alle CWE biedzonegrenzen toegepast. Tegelijkertijd geven CWE TSB’s aan de mogelijkheid te evalueren om incrementele verbeteringen in *intraday* capaciteiten te evalueren, te voorzien vanaf de mei 2016. Het concept van dit zogenaamde *increase/decrease proces* wordt op 11 mei 2016 aan de MESC⁸ voorgesteld. Het laat toe om in *intraday* de ATC-waarden op een gecoördineerde wijze te verhogen (of te verlagen) op basis van lokale analyses. In mei 2017 worden de maximaal toegelaten *increase* waarden verhoogd en vanaf september 2017 worden de *increase/decrease* waarden dagelijks gepubliceerd.

40. Vanaf Q3 2016 starten de initiële experimenten met CWE *Flow Based intraday* capaciteitsberekening (‘CWE FB IDCC’). In februari 2017 presenteren CWE TSB’s de *high-level* principes en inhoud van de CWE FB IDCC aan CWE regulatoren en marktdeelnemers. De interne parallelle runs van CWE FB IDCC starten in Q2 2017 en maken gebruik van nieuwe prototypes zoals de *Remedial Action Optimizer*. In maart 2017 consulteren CWE TSB’s het voorstel en stellen CWE regulatoren hierover een informele *shadow opinion* op. Deze worden in rekening gebracht in het finale goedkeuringsvoorstel ontvangen op 9 mei 2017, gevolgd door een aangepast voorstel, ontvangen op 16 mei 2017. Op basis van de indicatieve planning opgenomen in de verklarende nota van het voorstel, wordt de start van de externe parallelle runs van CWE FB IDCC voorzien in februari 2018 en de go-live op 1 oktober 2018.

41. Op 22 februari 2018 keurt de CREG in haar beslissing (B) 1732 het voorstel goed. Hierbij vraagt de CREG aan Elia om de beschrijving van de voorgestelde methodologie te verbeteren en deze in een

⁷ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B1410NL.pdf>

⁸ Het *Markets European Stakeholder Committee* georganiseerd door ACER en ENTSO-E, dat alle belanghebbenden op Europees niveau informeert over relevante evoluties met betrekking tot de Europese marktwerking en marktkoppeling

gewijzigd voorstel te ontvangen voor de go-live, in lijn met de CWE NRA gemeenschappelijke positie paper van 15 augustus 2017. Het betreft onder meer de vraag om te verzekeren dat de remediërende acties die nodig zijn om het resultaat van de dagmarktkoppeling veilig te stellen, geïntegreerd zijn in het netwerkmodel om te voorkomen dat het *intraday Flow Based* domein leeg is. In mei 2018 wordt een aangepast voorstel ingediend, in antwoord op de gemeenschappelijke CWE NRA positie paper. Het voorstel voldoet evenwel niet aan de gevraagde verbeteringen.

42. Volgend op een eerdere waarschuwing op 22 november 2017, communiceren CWE TSB's begin 2018 dat de go-live van CWE FB IDCC voorzien op 1 oktober 2018 uitgesteld zal worden. CWE TSB's argumenteren dat een deel van het probleem te wijten is aan de vertraging van de IT-ontwikkelingen voor het opstellen van gemeenschappelijke netwerkmodellen dat op ENTSO-E niveau wordt geleid. De nieuw vooropgestelde go-live datum wordt midden 2019. Ondertussen worden de interne parallelle runs, gestart in Q2 2017 (zie paragraaf 40), stopgezet.

43. In haar beslissing (B)1814 van 30 augustus 2018 vraagt de CREG aan Elia om, in afwachting van de implementatie van CWE FB IDCC midden 2019, optimaal gebruik te maken van het *increase/decrease* proces om de ID ATC-capaciteiten op de Belgische grenzen te maximaliseren.

44. In april 2019 communiceren CWE TSB's de ontwikkeling van CWE FB IDCC op te schorten. De communicatie verwijst naar de vertraging van het CGMES project dat de nieuwe standaard zou zijn voor gemeenschappelijke netwerkmodellen en gedefinieerd door ENTSO-E. In overleg met CWE TSB's gaan CWE regulatoren akkoord om te wachten tot de finalisatie van de CGMES transitie om op dat moment te evalueren of al dan niet op CWE of op Core niveau aan de implementatie van FB IDCC gewerkt zal worden. Deze boodschap wordt op 17 april 2019 aan marktdeelnemers gecommuniceerd⁹.

45. Betreffende het *increase/decrease* proces implementeren CWE TSB's op 15 oktober 2019 de introductie van een 50MW *partial acceptance step* als een verbetering aan het *increase/decrease* proces. De overeengekomen stappen die aangevraagd worden voor de verhoging van de ID ATC zijn 50/100/200/300 MW waarbij de 300 MW enkel op de Belgische grenzen van toepassing is. Op 3 december 2019 communiceren CWE TSB's aan CWE regulatoren aan dat CWE TSB's geen ruimte zien voor verdere harmonisatie van de lokale tools en processen omdat het *increase/decrease* proces te sterk afhankelijk is van de netwerksituatie op lokaal niveau.

Gewijzigd voorstel

46. Naar aanleiding van deze wijzigingen aan de CWE marktkoppeling methodologie, hebben de CWE TSB's een gezamenlijk voorstel ontwikkeld dat ter goedkeuring aan de betrokken regulerende instanties is voorgelegd. Dit gebeurde op 10 juli 2020. De CWE regulerende instanties hebben dit voorstel grondig onderzocht en in onderling overleg de bijgevoegde position paper goedgekeurd (zie Bijlage 5)

⁹ JAO TSO Message Board, "Reminder of the reasons why FB IDCC was put on hold", 02.10.2019

2.2. REIKWIJDTE VAN DE BESLISSING

47. De onderhavige beslissing van de CREG is van toepassing op de volgende substantiële wijzigingen in het voorstel van de CWE marktkoppeling:

- aanpassingen naar aanleiding van de inwerkingtreding van de CEP verordening met de vereiste voor een minimale capaciteit voor zoneoverschrijdende handel,
- aanpassingen naar aanleiding van de ingebruikname van de DC-verbinding ALEGrO en de toevoeging van de geassocieerde DE/LU-BE biedzonegrens,
- de overstap van *Flow Based Intuitive* naar *Flow Based Plain*,
- aanpassingen om de performantie van het marktkoppelingsalgoritme te verbeteren,
- aanpassingen om de huidige transparantieplichtingen te reflecteren.

Deze wijzigingen zijn opgenomen in het voorstel van de CWE marktkoppeling en geven waar van toepassing aanleiding tot aanpassingen in de methodologie voor de *day-ahead Flow Based* marktkoppeling (hierna: DA methodologie), intraday capaciteitsberekening (hierna: ID methodologie) en de berekening van de congestie-inkomsten allocatie (hierna: CIA methodologie).

48. Via deze beslissing oordeelt de CREG echter expliciet niet over, onder meer maar niet uitsluitend, de volgende elementen. Deze worden vermeld omdat ze ofwel niet binnen de bevoegdheid van de CREG liggen, ofwel omdat de CREG haar beslissingsbevoegdheid over deze elementen in afzonderlijke, later te nemen beslissingen zal uitvoeren.

- de evaluatie van de implementatie van de voorwaarden waaronder CWE DA FBMC conditioneel werd goedgekeurd door de CREG in Eindbeslissing (B) 1410, waaronder 15 punten die opgenomen zijn in een gemeenschappelijke positie paper van de CWE Regulators ("*Position paper of CWE NRA's on Flow based Market Coupling*", maart 2015).
- de volumes aan langetermijnrechten die, vanaf 1 oktober 2018, op de biedzonegrens DE/LU-AT gealloceerd worden, ook al hebben deze via het systeem van LTA-inclusie (*Long-Term Allocation*) een impact op de beschikbare capaciteiten in de *day-ahead* en *intraday*-koppeling.
- de derogatieverzoeken ingediend door CWE TSB's op basis van artikel 16(9) van de CEP Verordening.
- de berekeningswijze van de minimale capaciteit die aan de CWE dagmarktkoppeling wordt gegeven vertrekkende van de CEP minRAM, i.e. de berekening van de MCCC¹⁰ enerzijds en van de MNCC¹¹ anderzijds, door individuele CWE TSB's.

¹⁰ "*Margin for Coordinated Capacity Calculation*" (MCCC), i.e. de fractie van de capaciteit op een CNEC beschikbaar voor zoneoverschrijdende handel op biedzonegrenzen binnen de beschouwde capaciteitsberekeningsregio, in casu de CWE-regio. Zie definitie: ACER Recommendation No 01/2019 of 8 August 2019

¹¹ Ook gedefinieerd als "*Margin for Non-Coordinated coordinated capacity calculation*" (MNCC), i.e. de fractie van de capaciteit op een CNEC beschikbaar voor zoneoverschrijdende handel op biedzonegrenzen buiten de beschouwde capaciteitsberekeningsregio. Zie definitie: ACER Recommendation No 01/2019 of 8 August 2019

2.3. RAADPLEGING

49. De relevante Belgische en Europese wetgeving verplicht Elia en de CWE TSB's niet expliciet tot het organiseren van een openbare raadpleging over het gewijzigd CWE FBMC Voorstel. De Belgische marktpartijen werden aldus niet geconsulteerd bij de ontwikkeling van deze gewijzigde versie. Het Directiecomité van de CREG besliste, op grond van artikel 23, §1 van haar huishoudelijk reglement om, in het kader van deze beslissing, een openbare raadpleging te organiseren over de ontwerpbeslissing van dit gewijzigd voorstel op de website van de CREG van 28 juli tot 25 augustus 2020.

50. Een gecoördineerde raadpleging op CWE niveau wordt niet voorzien omdat niet alle CWE regulatoren een nationale beslissing over dit gewijzigd voorstel nemen. CWE regulatoren hebben wel een gemeenschappelijke positie geformuleerd (zie BIJLAGE 5).

51. Tijdens de openbare raadpleging ontving de CREG één antwoord, van Febeliec, met betrekking tot het voorstel van Elia en de ontwerpbeslissing van de CREG. Dit antwoord wordt toegevoegd in BIJLAGE 6 en wordt hierna besproken.

- In het algemeen steunt Febeliec de ontwerpbeslissing van de CREG. Febeliec wenst echter haar bezwaar te laten optekenen tegen de herhaaldelijke vertragingen en het oponthoud in de implementatie van de verschillende marktkoppelingsprocessen in de CWE-regio en in Europa. Febeliec verwijt de TSB's (en energiebeurzen) een gebrek aan ambitie en een duidelijke doelstelling met betrekking tot de realisatie van de eenvormige elektriciteitsmarkten in Europa. Febeliec vraagt dat de CREG, in samenspraak met de andere regulerende instanties, een strikter beleid hanteren tegenover de TSB's en NEMO's wanneer het gaat om het verlenen van uitstel voor het opleveren van projecten die volgen uit deze wettelijke verplichtingen.

De CREG erkent de bezorgdheden van Febeliec, die ook tijdens de verschillende *stakeholder fora* geuit werden. De CREG wenst hierbij op te merken dat het, in nauw contact met Elia, er op continuë wijze tracht voor te zorgen dat Elia aan haar individuele verplichtingen voldoet. Op regionaal en Europees niveau is het echter in zekere mate afhankelijk van de samenwerking met andere regulerende instanties en TSB's voor wat betreft de implementatie van de marktkoppelingsprocessen. De CREG betreurt evenzeer dat sommige processen (nog) niet tijdig geïmplementeerd.

- Febeliec eist bovendien dat, in het kader van de *day-ahead* stroomgebaseerde marktkoppeling, de TSB's ten allen tijde de bepalingen in het *Clean Energy Package* respecteren. Febeliec wenst in het bijzonder te herinneren aan de verplichtingen tot het maximaliseren van de beschikbare grensoverschrijdende capaciteiten (i.e. de "70%-verplichting").

De CREG gaat akkoord met deze stelling en verwijst naar de relevante passages in de eerdere ontwerpbeslissing en deze beslissing. Daarnaast wordt het wettelijk kader ook geregeld door het derogatieverzoek van Elia en de goedkeuring ervan door de CREG in het kader van artikel 16, achtste en negende lid van Verordening (EU) 2019/943.

- Daarnaast vraagt Febeliec dat regulerende instanties, met betrekking tot de overstap naar *flow based plain* in plaats van *flow based intuitive*, bijkomende aandacht verlenen aan de representativiteit van de resultaten van de SPAIC analyses. Febeliec waarschuwt dat dergelijke resultaten in het verleden niet altijd een correcte inschatting van de situatie na de implementatie van significante wijzigingen aan het marktkoppelingsproces leverden.

De CREG zal deze opmerking in overweging nemen en er, samen met de regulerende instanties van de CWE regio, tijdens de monitoring van de marktkoppeling op toezien dat

eventuele verslechtingen van de ter beschikking gestelde capaciteiten en de uitgewisselde volumes tijdig geïdentificeerd worden. Indien deze kunnen worden gelinkt aan de overstap naar *flow based plain* zullen de regulerende instanties in nauw overleg met de TSB's en de NEMO's de gepaste maatregelen identificeren.

- Met betrekking tot de *intraday* marktkoppeling betreurt Febeliec dat er geen gestandaardiseerde methode bestaat om de afname van de onzekerheid naarmate de tijd tot de reële leveringstijd van elektriciteit vordert, in overweging te nemen in de capaciteitsberekening. Febeliec erkent dat het huidige *increase/decrease* proces een pragmatische verbetering inhoudt, maar merkt op dat dit geen structurele capaciteitsberekeningsmethodologie is en dat de transparantie te wensen over laat. Febeliec gaat akkoord met het standpunt van de CREG, uiteengezet in de ontwerpbeslissing, dat het voorstel niet tot een verslechting van de situatie leidt en dat de toepassing aldus kan worden toegestaan, zonder evenwel de methode formeel goed te keuren.

De CREG neemt akte van de steun van Febeliec voor haar standpunt met betrekking tot de *intraday* capaciteitsberekening.

- Tenslotte stelt Febeliec dat ze geen relevante opmerkingen met betrekking tot de allocatie van congestie-inkomsten en de transparantie van de marktkoppeling heeft. Febeliec herhaalt evenwel dat ze niet akkoord kan gaan met de automatische toekenning van 4,9 GW aan financiële transmissierechten in het langetermijn tijdsbestek op de grens tussen Duitsland en Oostenrijk.

De CREG gaat hiermee akkoord en verwijst naar haar eerdere standpunten met betrekking tot de langetermijncapaciteiten op de grens DE/LU-AT. De CREG is, in nauwe samenwerking met Elia, betrokken in de ontwikkeling van de goedkeuring van de capaciteitsberekeningsmethodologie op de langere termijn. Dit gebeurt binnen het kader van de FCA Verordening, waarin bilaterale overeenkomsten zoals deze geen plaats hebben.

52. De CREG wenst Febeliec te bedanken voor haar antwoord op de publieke consultatie van de ontwerpbeslissing. De CREG neemt akte van de bezorgdheden van Febeliec maar zal, op basis van het ontvangen antwoord, de beslissing niet wijzigen.

3. ANALYSE VAN HET VOORSTEL

3.1. DAY-AHEAD FLOW BASED MARKTKOPPELING

3.1.1. Aanpassingen naar aanleiding van de CEP Verordening

53. Naast de toepassing van de 20% minRAM regel voor CWE-uitwisselingen, dienen CWE TSB's ook te voldoen aan de vereiste voor minimale zoneoverschrijdende capaciteit conform de CEP Verordening (zie Deel 1.2.3). Deze vereiste van de CEP Verordening is in het voorstel geeft aanleiding tot aanpassingen in Deel 4.2.5 van de *day-ahead flow based* methodologie met betrekking tot het minRAM proces. De gewijzigde versie van de *day-ahead* methodologie wordt toegevoegd in BIJLAGE 1 aan deze beslissing.

54. Daarnaast is de berekening van de *Adjustment for minRAM* (AMR) gecorrigeerd, reflecterend dat eerst de AMR wordt bepaald en pas daarna, indien nodig, een *Flow Adjustment Value* (FAV) wordt toegepast.

55. Zoals reeds opgenomen in het oorspronkelijke voorstel en ook voorzien in de CEP Verordening, kan een RAM gegeven worden die lager is dan de minRAM wanneer niet voldoende (kostelijke dan wel niet-kostelijke) remediërende acties beschikbaar zijn om de netveiligheid te waarborgen. De gevallen waarin dit voorvalt moeten op transparante, regelmatige wijze naar de regulatoren worden gecommuniceerd teneinde de regulerende instanties toe te laten hun monitoringbevoegdheid uit te oefenen.

56. CREG keurt de voorgestelde wijzigingen goed, rekening houdend met de reikwijdte van deze beslissing (paragrafen 47 en 48).

3.1.2. Aanpassingen naar aanleiding van de integratie van de DC-verbinding ALEGrO

3.1.2.1. SPAIC analyses

57. Op 6 maart 2020 stelden Amprion en Elia aan BnetzA en de CREG de resultaten voor van de interne SPAIC analyse op basis van de interne parallelle runs. Deze werden uitgevoerd voor 10 referentiedagen uit de periode januari tot februari 2020. Op basis van deze eerste SPAIC analyse concludeerden Amprion en Elia dat de impact van de integratie van ALEGrO in de CWE *flow based* marktkoppeling in grote mate bepaald wordt door de keuze tussen *Flow Based Intuitive* versus *Flow Based Plain*. Daarnaast concluderen Amprion en Elia dat de integratie van ALEGrO in de CWE dagmarktkoppeling rekenkundige uitdagingen met zich meebrengt en dat aanpassingen nodig zijn om de performantie van het marktkoppelingsalgoritme (Euphemia) niet in het gedrang te brengen. De SPAIC analyses zijn uitgevoerd met *Evolved Flow Based* om optimaal gebruik te kunnen maken van de controleerbaarheid van de stromen over de DC-verbinding. De onderstaande paragrafen gaan op elk van deze elementen verder in.

3.1.2.2. Evolved Flow based marktkoppeling

58. Met de integratie van ALEGrO in de CWE dagmarktkoppeling wordt ook de nieuwe biedzonegrens DE/LU-BE in de CWE marktkoppeling opgenomen. Er zijn verschillende mogelijkheden om deze DC-verbinding en geassocieerde biedzonegrens in de capaciteitsberekening en -allocatie op te nemen.

59. CWE TSB's stellen voor om ALEGrO in de CWE dagmarktkoppeling te integreren via *Evolved Flow Based*. In het voorstel wordt hier een nieuwe sectie (Sectie 4.2.9) aan gewijd.
60. Met *Evolved Flow Based* kan de controleerbaarheid van de DC-verbinding in de *flow based* marktkoppeling gemodelleerd en benut worden. Het doel is om zowel de impact van een uitwisseling op de DC-link op de CBCOs in het AC-netwerk correct te modelleren alsook de optimale uitwisseling op de DC link te bepalen in functie van de *day-ahead* welvaarts optimalisatie door het Euphemia algoritme.
61. De implementatie van *Evolved Flow Based* gebeurt door aan beide connectiepunten van de DC-verbinding twee nieuwe "virtuele" biedzones te modelleren. De netto posities van deze virtuele biedzones zijn gelijk aan de injectie/extractie van vermogen op het connectiepunt van de DC-link. In de veronderstelling dat er geen verliezen optreden, zijn de netto posities van de twee virtuele biedzones gebalanceerd.
62. Door het toevoegen van deze twee virtuele biedzones kan de impact van de injectie/extractie op de DC-connectiepunten (= netto posities van de virtuele biedzones) op de stromen in het AC netwerk gemodelleerd worden via twee nieuwe *zone-to-hub PTDFs*. Hierdoor stijgt het aantal *zone-to-hubs PTDFs* per CBCO van 5 naar 7.
63. Daarnaast dient de uitval van de DC-link als een nieuwe kritische uitval (*critical outage* of CO) in rekening te worden gebracht. Er komen dus nieuwe CBCOs bij met als CO "uitval van ALEGrO". Deze impact is onafhankelijk van de keuze voor *Evolved Flow Based* marktkoppeling en intrinsiek aan de toevoeging van een extra element in het netwerk.
64. Volgens CWE TSB's is het alternatief voor *Evolved Flow Based* of de DC-interconnector te modelleren via een NTC-aanpak of om het enkel als remediërende actie te gebruiken. Geen van beide opties laat toe om het marktkoppeling algoritme zelf de uitwisseling op de DC-interconnector te bepalen met het oog op het maximaliseren van de totale welvaart.
65. In de Core capaciteitsberekening zal ook EVB worden toegepast, zoals beslist in de ACER Beslissing 02/2019.¹²
66. De CREG gaat akkoord met de integratie van ALEGrO via *Evolved Flow Based*.

3.1.3. Overstap Van Flow Based Intuitive naar Flow Based Plain

67. De interne SPAIC analyse toont aan dat met *Flow Based Intuitive* de uitwisselingen over ALEGrO relatief laag zijn en de impact van ALEGrO op de CWE-uitwisselingen relatief klein. Met *Flow Based Plain* daarentegen, wordt de capaciteit van ALEGrO meer benut en leidt dit tot significant hogere uitwisselingen in de CWE-regio. Dankzij ALEGrO daalt het prijsverschil tussen de Belgische en Duits-Luxemburgse biedzones maar met *Flow Based Plain* is de daling het grootst. Tijdens de interne parallele runs waren de uitwisseling over ALEGrO niet-intuïtief in 7% van de uren.
68. Daarnaast tonen de interne SPAIC resultaten dat in sommige gevallen een negatieve congestie-inkomsten opgemerkt worden onder *Flow Based Intuitive* terwijl dit niet het geval is onder *Flow Based Plain*. Volgens CWE TSB's toont dit aan dat de impact van de *intuitiveness patch* zo beperkend kan zijn dat het zelfs een stuk "wegsnijdt" uit het LTA-domein en dus het LTA-domein niet meer gerespecteerd wordt. Deze situatie zou zich zonder ALEGrO in principe ook kunnen voordoen, maar is met ALEGrO

¹² Decision No 02/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 21 February 2019 on the Core CCR TSOS' proposals for the regional design of the day-ahead and intraday common capacity calculation methodologies

veel waarschijnlijker. De impact van de beperking van de *intuitiveness patch* op de grootte van het *flow based* domein is dus met de integratie van ALEGrO drastischer dan voorheen.

69. De positieve impact van *Flow Based Plain* wordt volgens CWE TSB's verklaard door het feit dat de beperking die *Flow Based Intuitive* oplegt, een stuk van het *flow based* domein wegneemt. De impact hiervan op de CWE marktkoppeling is veel meer uitgesproken met ALEGrO zonder ALEGrO. De onderliggende fysische verklaring is dat het toelaten van niet-intuïtieve uitwisselingen over ALEGrO helpen om hogere uitwisselingen toelaat op de CBCOs in het AC-netwerk.

70. Zo tonen de eerste resultaten van de externe parallelle runs (zie paragraaf 31) dat er – onder de gegeven marktcondities met hoge prijzen in Duitsland – een duidelijke tendens is om te importeren naar België om een hogere import naar Duitsland toe te laten. De niet-intuïtieve uitwisselingen op ALEGrO hebben, voor de bestudeerde gevallen, een verlichtend effect op de congestie op Frans-Duitse interconnectoren en laten zo toe dat Duitsland (met de hoogste prijs in de CWE-regio) meer kan importeren.

71. De hogere CWE-uitwisselingen onder *Flow Based Plain* resulteren tenslotte in kleinere CWE prijsverschillen. Op basis van de resultaten van de interne parallelle runs daalt het maximale prijsverschil in de CWE-regio van 7,62 €/MWh (zonder ALEGrO) naar 7,38 €/MWh met ALEGrO en *Flow Based Intuitive* en naar 7,13 €/MWh met ALEGrO en *Flow Based Plain*.

72. Daarnaast is ook de impact berekend van de integratie van ALEGrO in de CWE marktkoppeling op de CIA-methodologie. Op basis van deze SPAIC analyse blijkt dat met de overstap naar *Flow Based Plain* ook het risico op netto negatieve congestie-inkomsten in de CWE regio verdwijnt, een uitzonderlijke situatie met activatie van de *adequacy patch* buiten beschouwing latend (zie paragraaf 107).

73. Tenslotte blijkt op basis van de simulaties dat de overstap van *Flow Based Intuitive* naar *Flow Based Plain* ook belangrijke rekenkundige voordelen oplevert die de performantie van het marktkoppeling algoritme ten goede komt (zie paragraaf 77).

74. Op basis van bovenstaande argumenten keurt de CREG de overstap naar *Flow Based Plain* goed.

3.1.4. Aanpassingen ter verbetering van de marktkoppeling algoritme-performantie

3.1.4.1. Extended LTA-inclusie

75. De SPAIC analyse geeft aan dat een verderzetting van de huidige werkwijze voor LTA-inclusie¹³ op basis van *virtuele branches* niet langer houdbaar is met de introductie van ALEGrO. De integratie van deze extra biedzonegrens leidt tot een toename van minstens 70% extra netwerkbeperkingen louter al omwille van de extra dimensie van het *flow based* domein. Als daarenboven met *virtuele branches* gewerkt wordt om LTA-inclusie op de biedzonegrenzen te verzekeren, stijgt het aantal beperkingen met ongeveer een factor vijf. Gezien de performantie van de huidige versie van het marktkoppeling algoritme, Euphemia versie E10.4, al op haar rekenkundige limieten botst sinds de invoering van de Duits/Luxemburgse-Oostenrijkse biedzonegrens op 1 oktober 2018 (zie paragraaf 19), besluiten CWE TSB's dat het verderzetten van de huidige werkwijze van '*virtual branches*' voor LTA-inclusie niet houdbaar is.

¹³ LTA-inclusie is een technische vereiste om financiële toereikendheid of '*revenue adequacy*' te garanderen. Als het *day-ahead flow based* domein voldoende groot is om de uitwisselingen op basis van de langetermijncapaciteiten toe te laten, dan kan aangetoond worden dat op CWE niveau de som van de congestie-inkomsten op de dagmarkt voldoende zijn om de houders van langetermijn capaciteitsrechten te vergoeden.

76. CWE TSB's hebben twee punten uitgewerkt ter verbetering:

- In Euphemia versie E10.4 worden enkele verbeteringen doorgevoerd onder de naam "*improved virtual branches (IVB)*". De stap waarin virtuele branches worden gedupliceerd, wordt geschrapt. Dit reduceert het aantal virtuele branches. Daarnaast is het *presolving* algoritme verfijnd om beter met virtuele branches te kunnen omgaan.
- In Euphemia versie E10.5 wordt *Extended LTA-inclusie* gemodelleerd. Het algoritme combineert zelf het initiële *flow based* domein en het LTA-domein via de zogenaamde Balas-formulering¹⁴, beschreven in BIJLAGE 4. Met deze twee domeinen als input bepaalt het algoritme de optimale CWE netto posities en prijzen. Het algoritme heeft dus geen *flow based* domein met virtuele branches meer nodig, wat goed is voor de performantie.

77. De impact van de verschillende keuzes op de rekentijd die gemiddeld (maximaal) nodig is om een eerste oplossing te vinden (*Time to first solution* of TTFS) is op basis van de simulaties:

- Virtuele branches en *Flow Based Intuitive*: 657 sec (1579 sec)
- Virtuele branches en *Flow Based Plain*: 303 sec (640 sec)
- Extended LTA-inclusie en *Flow Based Intuitive*: 152 sec (401 sec)
- Extended LTA-inclusie en *Flow Based Plain*: 135 sec (295 sec)

Hoe korter de TTFS, hoe meer tijd het algoritme heeft om – na het vinden van een eerste oplossing – nog verder naar betere oplossingen te zoeken. Op die manier kan een kortere TTFS een positieve impact hebben op de totale welvaart die door de marktkoppeling gecreëerd wordt. Ook de voorgestelde shift van *Flow Based Intuitive* naar *Flow Based Plain* levert rekenkundige voordelen op.

78. De combinatie van voorgestelde wijzigingen zorgen voor een drastische reductie van de rekentijd om een eerste oplossing te vinden. Hierdoor daalt het risico dat er geen oplossing gevonden wordt binnen de beschikbare rekentijd van 10' en dus de *fallback* oplossing met ATC-schaduwweilingen geactiveerd wordt. Daarnaast geeft dit het algoritme meer tijd heeft om verder te zoeken en oplossingen te vinden die een nog hogere welvaart genereren.

79. Op basis van uitgebreide analyses met biedcurves zonder *block bids*, concluderen CWE TSB's dat de resultaten van de marktkoppeling met *Extended LTA-inclusie*, op afrondingsfouten na, identiek zijn aan de resultaten met *improved virtual branches*.

80. Wanneer *block bids* in rekening gebracht worden, wordt het optimalisatieprobleem sterk niet-lineair, wat betekent dat er verschillende lokale optima zijn met verschillende totale welvaart. De oplossing die dan gevonden wordt, is afhankelijk van de rekentijd. Gezien *Extended LTA-inclusie* performanter is qua rekentijd en dus langer kan zoeken, resulteert *Extended LTA-inclusie* gemiddeld gezien in een hogere totale welvaart voor de CWE-regio.

81. Een bijkomend voordeel van *Extended LTA-inclusie* in termen is dat het algoritme zowel een schaduwkost toekent aan de actieve CBCO van het *flow based* domein als aan de LTA-beperking van het LTA-domein. Beide schaduwkosten kunnen dus apart geëvalueerd worden.

82. In plaats van over te stappen naar *Extended LTA-inclusie* kunnen CWE TSB's ook overstappen naar de werkwijze die in de Core *day-ahead flow based* marktkoppeling zal worden toegepast voor LTA-inclusie, namelijk het verhogen van de RAM met een FAV. Deze eenvoudige FAV-aanpak vermijdt eveneens een toename van beperkingen ten gevolge van LTA-inclusie en is dus een alternatief om het rekenkundig probleem van virtuele branches aan te pakken. De FAV-aanpak vergroot echter het *flow*

¹⁴ Deze aanpak is gebaseerd op de klassieke aanpak om de "convex hull van de unie van twee polytopen" te beschrijven, bron: N-Side

based domein meer dan strikt noodzakelijk voor de LTA-inclusie. Volgens CWE TSB's leidt dit tot bijkomende risico's en kosten om de *firmness* van die extra capaciteit voor zoneoverschrijdende handel te garanderen.

3.1.4.2. Improved virtual branches

83. CWE TSB's geven aan dat het gebruik van *Extended LTA-inclusie* door Euphemia de berekening van virtuele branches door TSBs echter niet overbodig maakt. De berekening van de virtuele branches is nog nodig omwille van transparantie-doeleinden. Daarnaast zijn ze nodig om als input voor de intraday ATC-berekening (zie paragraaf 89) en als input voor de berekening van de *day-ahead* ATC-capaciteiten voor de schaduwveilingen in geval van de activatie van de *fallbackprocedures*.

84. Enkele verbeteringen in de berekeningsmethode zijn uitgevoerd onder de noemer '*Improved Virtual Branches*'. Ten eerste wordt de duplicatiestap geschrapt waarbij voor elke CBCO met een LTA-*overload* in een bepaalde LTA-*corner*, een virtuele *branch* gevormd wordt. Gezien al deze virtuele *branches* – op afrondingsfouten na – identiek zijn, worden nu per LTA-*corner* de virtuele branches slechts éénmaal gecreëerd, met name voor de CBCO met de grootste LTA-*overload*. De andere CBCOs met LTA-*overload* worden gewoon "verschoven", t.t.z. hun RAM wordt verhoogd met een FAV ter grootte van de LTA-*overload*. Daarnaast is een voorbereidende stap geïmplementeerd om Euphemia efficiënter met virtuele *branches* te kunnen laten omgaan.

85. De CREG merkt op dat de voorgestelde verbeteringen onder de term '*Improved Virtual Branches*' de transparantie ten goede komt. Het aantal virtuele branches zou anders ontoelaatbaar groot worden. De CREG gaat met deze wijzigingen akkoord.

3.1.5. **Evaluatie**

86. De CREG stelt vast dat de CWE TSB's op basis van de interne en externe SPAIC analyses een significante positieve impact voorspellen van de integratie van ALEGrO in termen van hogere CWE uitwisselingen en lagere CWE prijsverschillen indien overgeschakeld wordt naar *Flow Based Plain*. Daarnaast biedt *Flow Based Plain*, net als *Extended LTA-inclusie*, rekenkundige voordelen op die de performantie van het marktkoppelingsalgoritme ten goede komen. De integratie van ALEGrO via Evolved Flow Based laat een optimale allocatie toe van de beschikbare capaciteit door het marktkoppelingsalgoritme, gebruik makend van de controleerbaarheid van de DC-verbinding. Tenslotte verbetert *Improved Virtual Branches* de wijze waarop een LTA-*included flow based* domein geconstrueerd wordt. Het LTA-*included flow based* domein blijft nodig voor redenen van transparantie, als startpunt voor de extractie van *day-ahead* ATC-waarden voor de schaduwveiling en als startpunt van de berekening van de *day-ahead* leftovers voor de extractie van *intraday* ATC-waarden.

87. De CREG verwelkomt de invoering van ALEGrO en de voorgestelde aanpassingen aan de *day-ahead flow based* marktkoppeling om deze invoering optimaal te laten gebeuren, in lijn met de CWE NRA gemeenschappelijke positie zoals opgenomen in de *position paper* in BIJLAGE 5.

3.2. INTRADAY MARKTKOPPELING

3.2.1. Aanpassing van het intraday ATC extractie proces

89. CWE TSB's hebben een stap toegevoegd in het proces voor de berekening van de *day-ahead leftover* capaciteiten. In plaats van de *leftovers* te berekenen op basis van het initieel *day-ahead flow based* domein, worden de virtuele capaciteiten om tot de CEP minRAM te komen, verwijderd. Enkel de virtuele capaciteiten voor het verzekeren van de 20% CWE minRAM en LTA-inclusie blijven behouden. CWE TSB's communiceren dat zo verzekerd wordt dat er geen achteruitgang geboekt wordt ten opzichte van de periode na introductie van de 20% minRAM in april 2020 tot de invoering van de CEP minRAM op 1 april 2020. Een tabel is opgenomen om de impact van deze extra stap te verduidelijken voor verschillende gevallen van RAM, DA minRAM, AMR en LTA-inclusie, in het voorstel voor de aanpassing van het *intraday* ATC-extractie proces (zie BIJLAGE 2).

90. CWE TSB's motiveren deze bijkomende stap als noodzakelijk om de *firmness* van de beschikbaar gestelde ID ATC-waarden te garanderen zonder de netveiligheid in het gedrang te brengen. Terwijl de virtuele capaciteiten wél voor de dagmarkt kunnen vrijgegeven worden, is dit niet het geval voor de startwaarden van de intraday ATC-waarden. De huidige processen voor regionale veiligheidscoördinatie beperken zich vandaag immers tot het DACF proces, dat gericht is op het veiligstellen van de resultaten van de dagmarktkoppeling. In *intraday* ontbreekt zo'n gecoördineerd proces.¹⁵ CWE TSB's stellen daarom voor eerder conservatief te zijn in de initieel ter beschikking gestelde ID ATC-waarden en deze op een gecontroleerde manier in *intraday* te vergroten via het *increase/decrease* proces wanneer dit op basis van de lokale analyses op basis van de individuele netwerkmodellen mogelijk blijkt.

91. De CREG volgt de redenering dat bij grote volumes aan virtuele capaciteit in de capaciteitsberekening het voor een individuele TSB moeilijk te oordelen is welk volume na de dagmarktkoppeling en na de gecoördineerde veiligheidsanalyse beschikbaar zal zijn. De CREG gaat echter niet akkoord met het in stand houden van het onderliggend probleem. Grote volumes aan virtuele capaciteit die op een structurele manier worden ingezet om de CEP minRAM doelstellingen te halen (zie Deel 4.2.5 in de DA methodologie), duiden volgens de CREG op een fundamenteel probleem, zijnde dat het gemeenschappelijk netwerkmodel dat als basis dient voor de capaciteitsberekening geen realistische voorspelling is van werkelijke stromen. Lage RAM-waarden die structureel via virtuele capaciteit (LTA-inclusie, grote AMR-waarden, FAV) moeten opgetrokken worden, wijzen op stromen of congesties die er in real-time niet zijn. Omdat structurele congesties en *loop flows* slechts na de dagmarktkoppeling worden aangepakt, en het wachten is op de resultaten van deze veiligheidscoördinatie, is de initiële *intraday* ATC-capaciteit op basis van DA *leftovers* zonder virtuele capaciteit, artificieel laag.

92. Daarnaast stelt de CREG vast dat op CWE niveau er geen herberekening van de *intraday* ATC-capaciteiten op basis van het *intraday flow based* domein geïmplementeerd werd (zie paragrafen 36 tot 45). Verschillende redenen werden hiervoor aangehaald. Een van de redenen die onderbelicht blijft, is dat het huidige DACF proces niet vereist dat voor alle geïdentificeerde congesties de nodige maatregelen in het DACF proces voorzien worden. Bijgevolg is het met de huidige DACF context heel waarschijnlijk dat het resulterende *intraday flow based* domein geen goede vertrekbasis is voor *intraday* ATC-updates.

¹⁵ Een dergelijk proces zal worden geïmplementeerd voor het *intraday* tijdsbestek met de aanname en inwerkingtreding van de bepalingen voor de regionale coördinatie van operationele veiligheid in de *Channel* en de *Core* capaciteitsberekeningsregio, conform de bepalingen in artikel 75 van de Verordening (EU) 2017/1485.

93. Op basis van het voorgaande, concludeert de CREG dat het voor de *intraday* grensoverschrijdende handel cruciaal is dat de kwaliteit van de gemeenschappelijke netwerkmodellen verbeterd worden. Dit zowel in de *day-ahead* capaciteitsberekening (de zogenaamde D2CF-modellen) als na de *day-ahead* en *intraday* operationele veiligheidscoördinatie (de zogenaamde DACF en IDCF-modellen). De CREG vraagt dat Elia, in samenwerking met de TSB's in de betrokken capaciteitsberekeningsregio's, in het kader van de voorziene wijziging van de methodologie voor gemeenschappelijke netwerkmodellen (FCA artikel 18, CACM artikel 16 en SOGL artikel 70), de voorziene wijziging van de methodologie voor gecoördineerde veiligheidsanalyse (SOGL artikel 75) en de regionale uitwerking van de operationele veiligheidscoördinatie (SOGL artikel 76) hierin voorziet.

3.2.2. Gegevensuitwisseling voor monitoring van het increase-decrease proces

94. Op vraag van CWE regulatoren, is de verplichting tot gegevensuitwisseling voor de monitoring van het *increase/decrease* proces door CWE regulatoren in de ID ATC-extractie methodologie opgenomen. CWE TSB's zullen op kwartaalbasis deze resultaten aan regulatoren rapporteren.

3.2.3. Verklarende nota increase-decrease proces

95. Op basis van interactie met marktpartijen en op vraag van CWE regulatoren, hebben CWE TSB's details gegeven over de lokale processen die het *increase-decrease proces* ondersteunen. Deze zijn opgenomen in een verklarende nota in annex van de CWE ID ATC extractie methodologie. Deze verduidelijkt de tijdslijn, de lokale veiligheidsanalyse en capaciteitsvalidatie-aanpak alsook de increase-volumes overeengekomen tussen CWE TSBs.

3.2.4. Evaluatie

96. De CREG betreurt dat de verbeteringen in de dagmarktkoppeling op vlak van hogere beschikbare capaciteiten op basis van het voorliggend voorstel niet of nauwelijks voelbaar zullen zijn *intraday*. Ook betreurt de CREG dat CWE TSBs geen verbetering voor de lokale *increase/decrease* processen hebben voorgesteld.

97. Rekening houdend met de onderliggende fundamentele problemen (zie paragraaf 91) en het feit dat er geen herberekening is in *intraday* zoals reeds in de CWE NRA CPP 2015 gevraagd en in de CWE NRA CPP van 2017 herhaald (zie paragraaf 92), kan de CREG dit voorstel voor de *intraday* capaciteitsberekening niet goedkeuren.

98. Gezien het voorstel geen achteruitgang betekent ten opzichte van de situatie vóór januari 2020, kan de CREG de implementatie van het voorstel toestaan.

99. De CREG verwelkomt de informatie over het *increase/decrease* proces in de verklarende nota. De CREG merkt op dat, op basis van de beschrijving, er weinig of geen harmonisatie is tussen de verschillende lokale processen en er veel ruimte is voor discretionaire acties. De CREG vraagt aan Elia na te gaan op welke manier de lokale analyse die zij uitvoert, kan verbeteren. De CREG vraagt aan Elia deze verbeteringen door te voeren.

3.3. BEREKENING VAN DE CONGESTIE-INKOMSTEN

3.3.1. Evaluatie huidige CIA-methode

100. In 2018 hebben CWE TSB's, naar aanleiding van de introductie van de DE/LU-AT biedzonegrens, enkele wijzigingen voor in de methodologie voor de bepaling van de congestie-inkomsten in het voorstel voor de berekening en allocatie van congestie-inkomsten doorgevoerd. Dat waren onder meer de invoering van een *Slack* biedzone voor de berekening van de *external pot*. CWE TSB's stelden toen voor om de voorgestelde methodologie te evalueren op 6 en op 12 maanden na de invoering van de DE/LU-AT grens om te verzekeren dat de resultaten in de lijn liggen met de verwachtingen.

101. CWE TSB's hebben deze evaluatie uitgevoerd en met CWE NRAs besproken. Het rapport kan gevonden worden in BIJLAGE 3 en is in annex bij de methodologie opgenomen.

102. De resultaten op basis van de geanalyseerde periode van 12 maanden laten niet toe om een één-op-één evaluatie te maken van de impact van de gewijzigde CIA-methode. Dit zowel omwille van de gelijktijdige introductie van de 20% minRAM als omwille van de sterke wijzigingen in de marktsituatie. Desondanks geven de resultaten duidelijk aan dat het volume aan socialisatie¹⁶ is toegenomen. Bovendien geven de resultaten aan dat sommige biedzonegrenzen structureel netto ontvangers zijn en andere netto betalers. Zo is de biedzonegrens DE/LU-AT een netto ontvanger en speelt volgens CWE TSB's het onevenredig groot volume aan LTR-rechten van 4.9 GW op die grens hierin een rol. Dit probleem kan echter niet opgelost worden op het niveau van de CIA-methodologie zolang het socialisatieprincipe aangehouden wordt in combinatie met onevenredig grote LTR-rechten. Op basis van de evaluatie stellen CWE TSB's dus voor om de bestaande methodologie te behouden.

3.3.2. Integratie van de DE/LU – BE biedzonegrens

103. De resultaten van de SPAIC analyses voor de integratie van ALEGrO op de CIA-woorden op 16 maart 2020 aan CWE regulatoren gepresenteerd. Deze zijn uitgevoerd voor 12 representatieve dagen in de 12 maand periode volgend op de DE/LU-AT biedzones split (1/10/2018-30/09/2019).

104. De SPAIC analyse gaat na of met de invoering van ALEGrO via Evolved Flow based de CID methodologie nog correct werkt. Daarnaast wordt het distributief effect van de stromen – en bijgevolge de congestie-inkomsten – geëvalueerd. Het rapport kan gevonden worden in BIJLAGE 3.

105. De SPAIC analyse geeft aan dat de huidige CID-methodologie behouden kan blijven met de integratie van ALEGrO via *Evolved Flow Based*. De methodologie geeft robuuste, betrouwbare resultaten.

106. De SPAIC analyse geeft echter ook aan dat onder *Flow Based Intuitive* er sommige uren zijn met sterk negatieve netto congestie-inkomsten op CWE-niveau. Toereikendheid van de inkomsten (En: *Revenue adequacy*) is dus niet gegarandeerd onder *Flow Based Intuitive*. Dit wordt verklaard doordat de beperking opgelegd door de *intuitiveness patch* een deel van het *flow based* domein wegsnijdt. Met de integratie van ALEGrO gebeurt het dat het deel dat weggesneden wordt zo groot is, dat ook een stuk van het LTA-domein wordt weggesneden. Hierdoor is LTA-inclusie niet verzekerd en kunnen dus gevallen met negatieve netto congestie-inkomsten op CWE-niveau optreden. Onder *Flow Based Plain* treedt dit probleem niet op.

¹⁶ Dit is het volume aan congestie-inkomsten die herverdeeld worden tussen de verschillende biedzonegrenzen om te verzekeren dat op elke biedzonegrens de congestie-inkomsten voldoende zijn om de houders van langetermijnrechten te remunereren.

107. CWE TSB's wijzen er wel op dat *Flow Based Plain* wel tot negatieve netto congestie-inkomsten kan leiden in combinatie met de *adequacy patch*. In tegenstelling tot bij *Flow Based Intuitive*, kunnen de congestie-inkomsten op een individuele biedzonegrens negatief zijn, met name bij niet-intuïtieve uitwisselingen over die grens. Netto gezien zal de som van alle gegeneerde congestie-inkomsten op de CWE biedzonegrenzen wel positief zijn en zal via de congestie-inkomsten distributie gezorgd worden dat de netto inkomsten op elke grens positief zijn. In het uitzonderlijke geval dat de *adequacy patch* getriggerd wordt, kan echter de som van alle gegeneerde congestie-inkomsten op CWE niveau negatief zijn. Dit omdat de dagmarktprijzen die resulteren uit het optimalisatie-algoritme in een post-processing stap gelimiteerd worden op de maximale dagmarktprijs van 3000€/MWh. Voor dit geval hebben CWE TSB's geen verdeelsleutel voorgesteld gezien de moeilijkheid om representatieve situaties te modelleren waarin een dergelijke samenloop van omstandigheden zou optreden.

108. De *adequacy patch* werd in het verleden nog nooit geactiveerd. CWE TSB's geven aan dat er geen indicaties zijn dat er meer risico's zijn om de *adequacy patch* te activeren in de toekomst.

3.3.3. Evaluatie

109. Op basis van de verkregen informatie, keurt de CREG het behoud van de huidige CIA-methodologie goed. De CREG merkt op dat met de overstap naar *Flow Based Plain* het risico op netto negatieve congestie-inkomsten op CWE niveau beperkt wordt tot de uitzonderlijke gevallen waarin de *adequacy patch* geactiveerd zou worden. In samenspraak met CWE regulatoren, gaat de CREG akkoord om de verdeling van negatieve congestie-inkomsten in deze uitzonderlijke gevallen, als die zouden optreden, op een *ad hoc* basis te beoordelen.

3.4. TRANSPARANTIE

3.4.1. Verbeteringen doorgevoerd sinds augustus 2018

110. Sinds de laatste versie van het voorstel van de CWE marktkoppeling, goedgekeurd door de CREG op 30 augustus 2018, zijn er heel wat verbeteringen doorgevoerd geweest op vlak van transparantie. Het betreft zowel verbeteringen op vraag van CWE regulatoren in de CWE NRA gemeenschappelijke positie paper van augustus 2018 als verbeteringen doorgevoerd op vraag van marktdeelnemers.

111. Onder meer zijn de volgende verbeteringen in de transparantie doorgevoerd :

- De publicatie van de recente *static grid models* door de meeste CWE TSB's,
- De publicatie van wekelijks geactualiseerde *translation tables* op JAO in afwachting van de finalisatie van de *Transparency Release* op 1 oktober 2019,
- Sinds de *Transparency Release* op 1 oktober 2019, complete publicatie van de fysieke namen van CB's en CO's inclusief hun EIC code voor alle CBCOs van het finale *flow based* domein in de JAO Utility Tool¹⁷, en publicatie van het *flow based* domein voor LTA-inclusie,
- *Backfilling* van de historische CBCO-data tot de start van CWE FBMC op 20 mei 2015, conform de publicatiewijze sinds 1 oktober 2019,

¹⁷ Tijdens de eerste 2.5 maanden na de *Transparency Release* zijn nog enkele problemen opgetreden. Deze zijn ex-post via het *backfilling* proces verbeterd.

- Publicatie van RefProg op Nemo Link op de Elia-website sinds 4 augustus 2018 en toegepaste berekeningswijze¹⁸

112. De verbeteringen gelinkt aan de Transparency Release van 1 oktober 2019 zijn geïntegreerd in het gewijzigde voorstel.

3.4.2. Evaluatie

113. De CREG verwelkomt dat de transparantie op niveau van de CBCOs verbeterd is in lijn met wat CWE NRAs in hun gemeenschappelijke positie paper van 2018 hebben opgenomen en dat CWE TSB's ook verbeteringen hebben doorgevoerd op vraag van marktdeelnemers.

114. De CREG merkt op dat marktpartijen in de CWE Consultative Group meeting van 17 april 2019 opgemerkt hebben dat de *static grid models* van Elia, gepubliceerd begin 2019 op de Elia-website, niet correct zijn. Zo zouden niet alle lijnen die in de CWE *flow based* zijn opgenomen, in de *static grid models* van Elia terug te vinden zijn. Hetzelfde probleem geldt voor de *static grid model* van Amprion. De CREG merkt bovendien op dat dit probleem nog niet zou zijn opgelost. De CREG vraagt aan Elia dat zij dit probleem spoedig oplost en de CREG en marktdeelnemers hiervan op de hoogte brengt.

115. De CREG merkt op dat marktdeelnemers ook meer transparantie wensen over het gebruik van remediërende acties, zoals PST-tapposities, in de capaciteitsberekening. De CREG gaat akkoord met het belang om hier ook transparantie over te bieden. In samenspraak met CWE regulatoren is beslist om het transparantiekader voor remediërende acties in de capaciteitsberekening op Core niveau op te nemen.

116. Betreffende de aangebrachte methodologische wijzigingen, verwacht de CREG dat de overstap naar *Flow Based Plain* een positieve impact zal hebben op de transparantie. De toepassing van de *intuitiveness patch* is immers complex te modelleren en het is ex post niet altijd duidelijk welke kritische netwerkelementen de *intuitiveness patch* getriggerd hebben. Anderzijds kan het optreden van niet-intuïtieve uitwisselingen echter moeilijk uit te leggen zijn aan een breder publiek. CWE regulatoren ondersteunen dan ook het initiatief van CWE FBMC project partners¹⁹ om in het najaar van 2020 een vulgariserende verklarende nota te publiceren over de overstap naar *Flow Based Plain*.

117. De CREG verwacht dat de toepassing van Extended LTA-inclusie en *Improved virtual branches* ook een positieve impact zal hebben op de transparantie van de CWE dagmarktkoppeling. Dankzij *Improved Virtual Branches* zal nu immers slechts één unieke virtuele *branch* per LTA-corner gepubliceerd worden in plaats van een veelheid aan identieke virtuele *branches*. En dankzij de Balas-formulering kunnen regulatoren de schaduwkost gelinkt aan de actieve CBCO enerzijds en deze gelinkt aan de actieve LTA-beperking anderzijds, apart evalueren. Tenslotte merkt de CREG op dat inspanningen geleverd zijn om de werking van Extended LTA-inclusie zowel wiskundig te beschrijven (zie BIJLAGE 4).

¹⁸ JAO, TSO market message, "[CWE flow-based market coupling] Deriving the RefProg for HVDC CWE external bidding zone borders from scheduled exchanges on ENTSO-E"

¹⁹ CWE FBMC project partners bestaan uit vertegenwoordigers van CWE TSB's en NEMO's die gezamenlijk aan de gemeenschappelijke onderwerpen van CWE FBMC werken.

118. Wat betreft de *intraday* capaciteitsberekening, is het niveau van transparantie alsnog beperkt. Terwijl het resultaat van het *increase/decrease* op JAO wordt gepubliceerd, is er geen transparantie over het onderliggend proces, i.e. welke TSBs op welke grenzen welke verhogingen aangevraagd of geweigerd hebben en de reden voor de weigering. Om de transparantie in intraday te verbeteren, hebben CWE TSB's hebben op vraag van CWE NRA's een verklarende nota opgesteld (BIJLAGE 2) om de lokale processen voor het *increase/decrease* proces te beschrijven. Daarnaast hebben CWE regulatoren en CWE TSB's afgesproken om te bespreken welke resultaten van het *increase/decrease-proces*, beschikbaar voor regulatoren voor monitoring doeleinden, gepubliceerd zullen worden 6 maanden na goedkeuring van dit voorstel.

4. BESLISSING

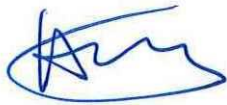
Met toepassing van artikel 23, §2, 36° van de Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt beslist de Commissie voor de Regulering van Elektriciteit en Gas, om de voorafgaande redenen, het voorstel van NV ELIA SYSTEM OPERATOR voor de aanpassing aan de marktkoppeling in de regio Central West Europe naar aanleiding van de introductie van de grens tussen de biedzones Duitsland/Luxemburg en België ten gevolge van de ingebruikname van de DC-verbinding ALEGrO en aanpassingen naar aanleiding van de inwerkingtreding van Verordening (EU) 2019/943.

Overwegend paragraaf 47 en 48, is deze goedkeuring beperkt tot de aanpassingen ten opzichte van de CWE FBMC *approval package* van augustus 2018. De voorwaarden die de CREG gesteld bij in haar Beslissing (B)1442 blijven onverminderd van kracht.

- De CREG gaat akkoord met de aanpassingen van de minRAM vereiste naar aanleiding van de inwerkingtreding van de Elektriciteitsverordening in de *Clean Energy Package*.
- De CREG gaat akkoord met de introductie van de zogenaamde *Evolved Flow Based* methode voor de introductie van ALEGrO en de biedzonegrens DE/LU-BE in de *day-ahead flow based* marktkoppeling.
- De CREG gaat akkoord met de overstap van *Flow Based Intuitive* naar *Flow Based Plain*.
- De CREG gaat akkoord met de wijzigingen aan de methode voor de inclusie van langetermijnrechten, via de *Extended LTA*-inclusie en de *Improved Virtual Branches*.
- De CREG gaat akkoord met de doorgevoerde aanpassingen met betrekking tot het transparantiekader voor de marktkoppeling in de CWE-regio.
- De CREG keurt de methode voor de *intraday* ATC-extractie niet goed maar kan, gezien de evaluatie in deel 3.2.4, de implementatie van de wijzigingen toestaan.
- De CREG vraagt, in deze optiek, aan Elia om te analyseren op welke manieren de lokale processen voor de *increase/decrease* methode kunnen worden verbeterd en deze verbeteringen effectief door te voeren in overeenstemming met randnummer 99. Daarnaast verzoekt de CREG aan Elia om de kwaliteit van de gemeenschappelijke netwerkmodellen te waarborgen door de methodologieën voor de netwerkmodellen, de methodologie voor de gecoördineerde veiligheidsanalyse en de regionale uitwerking van de coördinatie van de operationele veiligheid gezamenlijk met de andere betrokken TSB's te implementeren, zoals uiteengezet in randnummer 93.
- De CREG verwelkomt de verbeteringen in het transparantiekader en de opname ervan in de CWE marktkoppelingmethodologieën, maar vraagt aan Elia om de laatste inconsistenties tussen de CBCO's en de *static grid model*, zoals uiteengezet in randnummer 114, door te voeren.

Deze beslissing is overeenstemming met de gemeenschappelijke standpunten van de CWE regulerende instanties, weerspiegeld in de *position paper* in BIJLAGE 5.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

Documentation de la solution de couplage de marché fondé sur les flux de la région CWE

Franstalige versie – juli 2020

BIJLAGE 2

CWE TSOs' methodology for capacity calculation for the Intraday timeframe

Engelstalige versie – 10 juli 2020

BIJLAGE 3

Allocation du revenu de congestion dans le cadre d'un couplage de marché fondé sur les flux

Franstalige versie – 4 april 2020

BIJLAGE 4

Annex 14.29 - Extended LTA inclusion

Annex 14.30 – Pedagogical information on Extended LTA formulation

Engelstalige versie – 6 mei 2020

BIJLAGE 5

Common position paper of CWE NRAs on the update of the Flow based market coupling methodology

Engelstalige versie – augustus 2018

BIJLAGE 6

Febeliec answer to the CREG public consultation (PRD)2106 on the modification of the market coupling in CWE following the introduction of ALEGRO

Engelstalige versie – 25 augustus 2018