

Beslissing

(B)2751

29 februari 2024

Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van Elia Transmission Belgium N.V. tot wijziging van de modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA)

Genomen met toepassing van artikel 3 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	4
1. WETTELIJK KADER.....	5
1.1. Europees recht	5
1.1.1. Verordening (EU) 2017/1485 (hierna: “SOGL”).....	5
1.1.2. Verordening (EU) 2015/1222 (hierna: “CACM”)	12
1.2. Gedragscode elektriciteit	13
2. ANTECEDENTEN.....	16
3. RAADPLEGING	19
4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL.....	20
4.1. Doel van het voorstel	20
4.2. Voorwaarden die het wettelijk kader schetsen	21
4.2.1. Algemene voorafgaande opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1	21
4.2.2. Opmerkingen betreffende de Overwegingen	25
4.2.3. Artikel 1: Onderwerp en toepassingsgebied	25
4.2.4. Artikel 2: Datum van inwerkingtreding	25
4.2.5. Artikel 3: Verwachte effecten op de doelstellingen SOGL	25
4.2.6. Artikel 4: Taal.....	25
4.3. Specifieke voorwaarden van de T&C OPA.....	26
4.3.1. Algemene opmerkingen	26
4.3.2. Artikel II.1: Definities	26
4.3.3. Artikel II.2: Voorwaarden voor de OPA	27
4.3.4. Artikel II.3: Voorwaarden voor leveringspunten	28
4.3.5. Artikel II.4: Communicatietest.....	28
4.3.6. Artikel II.5: Listed procedure	29
4.3.7. Artikel II.6: Revision procedure	29
4.3.8. Artikel II.7: Stand-by procedure	29
4.3.9. Artikel II.8: Ready-to-run procedure	29
4.3.10. Artikel II.9 : Beschikbaarheidsplan	30
4.3.11. Artikel II.10: Consistentiecontrole van gegevens	32
4.3.12. Artikel II.11: Vergoeding voor wijzigingen in de beschikbaarheidsstatus.....	33
4.3.13. Artikel II.12 Prikkel in verband met de consistentiecontrole van gegevens.....	33
4.3.14. Artikel II.13 Facturatie en betaling	36
4.3.15. Bijlagen	37
5. BESLISSING.....	38

BIJLAGE 1 39
BIJLAGE 2 40
BIJLAGE 3 41

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN ELEKTRICITEIT EN HET GAS (hierna: “CREG”) onderzoekt hierna de aanvraag van Elia Transmission Belgium N.V. (hierna: “Elia”) tot goedkeuring van het voorstel tot wijziging van de Modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (hierna: “Voorstel”). De aanvraag tot goedkeuring wordt door Elia ingediend met toepassing van de artikelen 46 en 110 van de Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen (hierna: “SOGL”) en artikel 125 en 126 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer (hierna: gedragscode elektriciteit).

Per brief van 30 oktober 2023 heeft de CREG het Voorstel van Elia voor goedkeuring ontvangen. Aan de brief zijn de volgende bijlagen van belang voor huidige beslissing gehecht:

- Het voorstel tot wijziging van de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning, opgesteld in het Frans, Nederlands en Engels (Bijlage 1, van huidige beslissing);
- Het raadplegingsrapport betreffende de Modaliteiten en de Voorwaarden voor de Programma-Agent, de -Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning en de regels voor coördinatie en congestiebeheer, in het Engels (Bijlage 2, van huidige beslissing).

Daarnaast zijn aan de brief van 30 oktober 2023 als bijlagen ook gehecht:

- Een voorstel tot wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer in het Frans, Nederlands en Engels;
- Een voorstel tot wijziging van Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Programma-agent, in het Frans, Nederlands en Engels.

Beide voorstellen voor goedkeuring maken het voorwerp uit van een aparte beslissing.

Deze beslissing is opgesplitst in vijf delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijk kader. Het tweede deel licht de antecedenten toe. Het derde deel behandelt de openbare raadpleging. De CREG ontleedt in het vierde deel de inhoud van het Voorstel. Tot slot, bevat het vijfde deel de beslissing.

De onderhavige beslissing werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd op de vergadering van 29 februari 2024.

1. WETTELIJK KADER

1.1. EUROPEES RECHT

1.1.1. Verordening (EU) 2017/1485¹ (hierna: "SOGL")

1. De doelstellingen van de SOGL worden in artikel 4 vastgelegd.

1. Met deze verordening worden de volgende doelstellingen nagestreefd:

a) vaststellen van gemeenschappelijke eisen en beginselen ten aanzien van de operationele veiligheid;

b) vaststellen van gemeenschappelijke beginselen inzake de planning van geïnterconnecteerde systemen;

c) vaststellen van gemeenschappelijke belasting-frequentieregelprocessen en -structuren;

d) voorzien in de voorwaarden voor het handhaven van de operationele veiligheid in de gehele Unie;

e) voorzien in de voorwaarden voor het handhaven van een zeker frequentiekwaliteitsniveau in alle synchrone zones van de Unie;

f) bevorderen van de coördinatie tussen systeembeheer en operationele planning;

g) waarborgen en versterken van de transparantie en betrouwbaarheid van informatie over het beheer van transmissiesystemen;

h) bijdragen tot de efficiënte exploitatie en ontwikkeling van het elektriciteitstransmissiesysteem en de elektriciteitssector in de Unie.

2. Bij de toepassing van deze verordening zorgen de lidstaten, bevoegde autoriteiten en systeembeheerders ervoor dat zij:

a) de beginselen van evenredigheid en niet-discriminatie toepassen;

b) de transparantie waarborgen;

c) het beginsel toepassen van optimalisering tussen de hoogste totale efficiëntie en laagste totale kosten voor alle betrokken partijen;

d) erop toezien dat de TSB's bij het waarborgen van de veiligheid en stabiliteit van het netwerk zo veel mogelijk gebruikmaken van marktwerking;

e) de aan de relevante TSB toegewezen verantwoordelijkheid respecteren om de systeemveiligheid te waarborgen, inclusief als vereist door de nationale wetgeving;

f) de relevante DSB's raadplegen en rekening houden met de potentiële effecten op hun systemen, en

g) rekening houden met de overeengekomen Europese normen en technische specificaties.

¹ Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen

2. Artikel 5 van de SOGL stelt vast dat transmissiesysteembeheerders (hierna: “TSB’s”) verplicht zijn om, op Europees en regionaal niveau, verschillende voorwaarden en methodologieën te ontwikkelen en ter goedkeuring in te dienen bij de betrokken regulerende instanties.

1. De TSB's ontwikkelen de bij deze verordening vereiste voorwaarden of methodologieën en dienen die ter goedkeuring in bij de bevoegde reguleringsinstanties overeenkomstig artikel 6, leden 2 en 3, dan wel bij de door de lidstaat aangewezen entiteit overeenkomstig artikel 6, lid 4, binnen de bij deze verordening vastgestelde respectievelijke termijnen.

3. Artikel 6.5 van de SOGL stelt dat wanneer een afzonderlijke TSB krachtens deze verordening vereist of gemachtigd is om niet in lid 4 genoemde eisen te specificeren of overeen te komen, lidstaten kunnen eisen dat deze voorafgaande goedkeuring van de bevoegde reguleringsinstantie vereisen:

“Wanneer een afzonderlijke relevante systeembeheerder of TSB krachtens deze verordening vereist of gemachtigd is om niet in lid 4 genoemde eisen te specificeren of overeen te komen, kunnen de lidstaten met betrekking tot deze eisen voorafgaande goedkeuring van de bevoegde reguleringsinstantie vereisen.”

4. Een verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (hierna: “OPA”) is een entiteit belast met de planning van de beschikbaarheidsstatus van een relevante elektriciteitsproductie-eenheid, een relevante verbruikersinstallatie of een relevant netelement.

5. Artikelen 40, 46, 49 en 52 van de SOGL stellen de voorwaarden in verband met de gegevensuitwisseling tussen TSB’s en netgebruikers, waaronder ook de gegevens betreffende de geplande niet-beschikbaarheid.

6. De niet-beschikbaarheidsplanning kadert in de meer algemene context van de “niet-beschikbaarheidscoördinatie” en die besproken wordt in Titel 3 van de SOGL. Onder deze titel vallen artikelen 82 tot en met 103. Deze beschrijven de algemene rechten en plichten van regionale veiligheidscoördinatoren, TSB’s en netgebruikers in het kader van de niet-beschikbaarheidsplanning van relevante assets.

7. Artikel 82 van de SOGL bepaalt de doelstelling van de niet-beschikbaarheidscoördinatie:

“ Elke TSB voert, met ondersteuning van de regionale veiligheidscoördinator in de in deze verordening gespecificeerde gevallen, niet-beschikbaarheidscoördinatie uit in overeenstemming met de beginselen van deze titel om de beschikbaarheidsstatus van de relevante assets te monitoren en de beschikbaarheidsplannen voor deze assets te coördineren teneinde de operationele veiligheid van het transmissiesysteem te waarborgen.”

8. Artikel 83 van de SOGL bepaalt de condities voor de regionale coördinatie:

“ 1. Alle TSB's van een coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden ontwikkelen gezamenlijk een regionale operationele coördinatieprocedure met het oog op de vaststelling van operationele aspecten voor de tenuitvoerlegging van de niet-beschikbaarheidscoördinatie in elke regio, met inbegrip van:

- a) de frequentie en reikwijdte van de coördinatie en het type coördinatie voor, ten minste, het year-ahead- en het week-ahead-tijdsbestek;*
- b) bepalingen inzake het gebruik van de door de regionale veiligheidscoördinator overeenkomstig artikel 80 uitgevoerde beoordelingen;*
- c) praktische regelingen voor de validatie van de year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor de relevante netelementen, zoals overeenkomstig artikel 98 vereist.*

2. Elke TSB neemt deel aan de niet-beschikbaarheidscoördinatie van zijn coördinatieregio's voor niet-beschikbaarheden en past de overeenkomstig lid 1 vastgestelde procedures voor regionale operationele coördinatie toe.

3. Indien zich onverenigbaarheden van de niet-beschikbaarheidsplanning voordoen tussen verschillende coördinatieregio's voor niet-beschikbaarheden, zorgen alle TSB's en regionale veiligheidscoördinatoren van deze regio's voor een gecoördineerde oplossing voor deze onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning.

4. Elke TSB verstrekt aan de andere TSB's van dezelfde coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden alle relevante informatie waarover hij beschikt betreffende de infrastructuurprojecten die verband houden met het transmissiesysteem, distributiesystemen, gesloten distributiesystemen, elektriciteitsproductie-eenheden of verbruikersinstallaties die mogelijk van invloed zijn op het beheer van de regelzone van een andere TSB binnen de coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden.

5. Elke TSB verstrekt aan de transmissiegekoppelde, in zijn regelzone gevestigde DSB's alle relevante informatie waarover hij beschikt betreffende infrastructuurprojecten die verband houden met het transmissiesysteem en die mogelijk van invloed zijn op het beheer van het distributiesysteem van deze DSB's.

6. Elke TSB verstrekt aan de transmissiegekoppelde, in zijn regelzone gevestigde gesloten DSB's („GDSB's”) alle relevante informatie waarover hij beschikt betreffende de infrastructuurprojecten die verband houden met het transmissiesysteem en die mogelijk van invloed zijn op het beheer van het gesloten distributiesysteem van deze GDSB's.

9. De SOGL definieert “relevante verbruikersinstallatie”, “relevante asset”, “relevant netwerkelement” en “relevante elektriciteitsproductie-eenheid” in respectievelijk Artikel 1(83),(84),(85) en (88). De term “relevant” wijst erop dat de beschikbaarheidsstatus van de asset een invloed heeft op de grensoverschrijdende operationele veiligheid. De beschikbaarheidsstatus van deze assets moeten dus in rekening worden gebracht en gecoördineerd in de procedure voor niet-beschikbaarheidscoördinatie tussen TSB's.

10. Artikel 84 van de SOGL bepaalt de voorwaarden voor de methodologie voor het beoordelen van de relevantie van assets voor niet-beschikbaarheidscoördinatie.

11. Artikels 85 en 86 van de SOGL bepalen de voorwaarden voor het opstellen van lijsten van relevante elektriciteitsproductie-eenheden en relevante verbruikersinstallaties, en de actualisering ervan.

12. Artikels 87 en 88 van de SOGL bepalen de voorwaarden voor het opstellen van lijsten van relevante netwerkelementen, en de actualisering ervan.

13. Artikel 89 van de SOGL bepaalt de aanwijzing van verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanningen:

1. Elke TSB treedt op als verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning voor elk netelement dat hij beheert.

2. Voor alle andere relevante assets benoemt de eigenaar een, of treedt de eigenaar op als, verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning voor de betrokken relevante asset en informeert hij de TSB ervan over die benoeming.

14. Artikel 90 van de SOGL bepaalt de behandeling van relevante assets in een distributiesysteem of in een gesloten distributiesysteem.

1. Elke TSB stemt met de DSB de niet-beschikbaarheidsplanning af van interne relevante assets die zijn aangesloten op zijn distributiesysteem.

2. Elke TSB stemt met de GDSB de niet-beschikbaarheidsplanning af van interne relevante assets die zijn aangesloten op zijn gesloten distributiesysteem.

15. Artikel 91 van de SOGL bepaalt de voorwaarden om af te wijken van de termijnen voor de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie op het niveau van een synchrone zone.

16. Artikel 92 van de SOGL geeft de algemene bepalingen inzake beschikbaarheidsplannen:

1. De beschikbaarheidsstatus van een relevante asset is een van de volgende:

- a) „beschikbaar” wanneer de asset een dienst kan aanbieden en daarvoor gereed is, ongeacht of deze al dan niet in gebruik is;*
- b) „niet beschikbaar” wanneer de asset geen dienst kan aanbieden of daarvoor niet gereed is;*
- c) „in testfase” wanneer wordt getest of de asset een dienst kan aanbieden.*

2. De status „in testfase” is alleen van toepassing bij het bestaan van een potentieel effect op het transmissiesysteem en voor de volgende tijdsbestekken:

- a) tussen de eerste aansluiting en de definitieve ingebruikname van de relevante asset, en*
- b) direct na de afronding van onderhoud aan de relevante asset.*

3. De beschikbaarheidsplannen bevatten ten minste de volgende informatie:

- a) de reden voor de „niet beschikbaar”-status van een relevante asset;*
- b) wanneer dergelijke voorwaarden worden vastgesteld, de voorwaarden die moeten zijn vervuld voordat de „niet beschikbaar”-status van de asset in realtime wordt toegepast;*
- c) de tijd die nodig is om een relevante asset weer in bedrijf te kunnen nemen indien dit nodig is om de operationele veiligheid te behouden.*

4. De beschikbaarheidsstatus voor elke relevante asset in het year-ahead-tijdsbestek wordt met dagelijkse resolutie verstrekt.

5. Wanneer productie- en verbruiksprogramma's worden ingediend bij de TSB overeenkomstig artikel 111, is de tijdsresolutie van de beschikbaarheidsstatussen consistent met deze programma's.

17. Artikel 93 van de SOGL specificeert de verantwoordelijkheden van de TSB met betrekking tot de indicatieve langetermijnbeschikbaarheidsplannen voor interne relevante assets:

1. Binnen twee jaar voor het begin van een year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie beoordeelt elke TSB de overeenkomstige indicatieve beschikbaarheidsplannen voor interne relevante assets die zijn verstrekt door de verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning overeenkomstig de artikelen 4, 7 en 15 van Verordening (EU) nr. 543/2013 en verstrekt elke TSB zijn voorlopige opmerkingen, waaronder eventuele ontdekte onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning, aan alle betrokken verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning.

2. Elke TSB voert de in lid 1 bedoelde beoordeling van de indicatieve beschikbaarheidsplannen voor interne relevante assets elk jaar uit tot het begin van de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie.

18. Artikel 94 van de SOGL bepaalt de verantwoordelijkheden van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning en van de TSB met betrekking tot het indienen van voorstellen voor year-ahead-beschikbaarheidsplannen.

1. *Vóór 1 augustus van elk kalenderjaar dient een verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning anders dan een TSB die deelneemt aan een coördinatie regio voor niet-beschikbaarheden, een DSB of een GDSB, bij de TSB('s) die deelneemt of deelnemen aan een coördinatie regio voor niet-beschikbaarheden, en indien relevant bij de DSB('s) of GDSB('s), een het volgende kalenderjaar bestrijkend beschikbaarheidsplan in voor elk van zijn relevante assets.*

2. *De in lid 1 bedoelde TSB of TSB's streeft of streven ernaar om de verzoeken tot wijziging van een beschikbaarheidsplan na ontvangst te onderzoeken. Indien dit niet mogelijk is, onderzoekt de TSB de verzoeken tot wijziging van een beschikbaarheidsplan nadat de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie is voltooid.*

3. *De in lid 1 bedoelde TSB of TSB's onderzoekt of onderzoeken de verzoeken tot wijziging van een beschikbaarheidsplan nadat de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie is voltooid:*

- a) *in de volgorde van ontvangst van de verzoeken, en*
- b) *door toepassing van de overeenkomstig artikel 100 vastgestelde procedure*

19. Artikel 95 van de SOGL bepaalt de verplichtingen van een TSB met betrekking tot de year-ahead coördinatie van de beschikbaarheidsstatus van relevante assets waarvan de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning niet een TSB is die deelneemt aan de coördinatie regio voor niet-beschikbaarheden, noch een distributiesysteembeheerder (hierna: "DSB") of een gesloten distributiesysteembeheerder (hierna: "GDSB").

1. *Elke TSB beoordeelt voor een year-ahead-tijdsbestek of er onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning ontstaan als gevolg van de overeenkomstig artikel 94 ontvangen beschikbaarheidsplannen.*

2. *Wanneer een TSB onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning ontdekt, past hij het volgende proces toe:*

- a) *de TSB informeert elke betrokken verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning over de voorwaarden die deze moet vervullen om de ontdekte onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning op te lossen;*
- b) *de TSB kan één of meer verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning verzoeken een alternatief beschikbaarheidsplan in te dienen dat de onder a) bedoelde voorwaarden vervult, en*
- c) *de TSB herhaalt de in lid 1 bedoelde beoordeling om te bepalen of er onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning blijven bestaan.*

3. *Na een verzoek van een TSB overeenkomstig lid 2, onder b), ontwikkelt de TSB, indien de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning verzuimt een alternatief beschikbaarheidsplan in te dienen dat alle onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning oplost, een alternatief beschikbaarheidsplan dat:*

- a) *rekening houdt met de door de beïnvloede verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, en indien van toepassing door de DSB of de GDSB, gemelde gevolgen;*
- b) *de veranderingen in het alternatieve beschikbaarheidsplan beperkt tot hetgeen strikt noodzakelijk is om de onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning op te lossen, en*
- c) *er voor zorgt dat zijn reguleringsinstantie, de beïnvloede DSB's en GDSB's, indien van toepassing, en de beïnvloede verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning in kennis worden gesteld van het alternatieve beschikbaarheidsplan, met inbegrip van de reden voor de ontwikkeling ervan,*

evenals van de door de beïnvloede verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning, en indien van toepassing door de DSB's of de GDSB's, gemelde gevolgen.

20. Artikel 96 van de SOGL bepaalt de verplichtingen van een TSB met betrekking tot de year-ahead coördinatie van de beschikbaarheidsstatus van relevante assets waarvan de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning wel een TSB is die deelneemt aan de coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden, een DSB of een GDSB. De niet-beschikbaarheidscoördinatie van relevante netwerkelementen kan een impact hebben op de niet-beschikbaarheidscoördinatie van relevante assets die geen netwerkelementen zijn, op basis van lid 4 van dit artikel:

4. Wanneer een TSB een onverenigbaarheid in de niet-beschikbaarheidsplanning ontdekt, heeft hij het recht om een verandering van de beschikbaarheidsplannen voor te stellen voor de interne relevante assets waarvoor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning noch een TSB die deelneemt aan een coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden, noch een DSB, noch een GDSB is, en stelt hij een oplossing vast in samenspraak met de betrokken verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning, DSB's en GDSB's, gebruikmakend van de middelen waarover hij beschikt.

21. Artikel 97 van de SOGL bepaalt de verplichtingen van de TSB's met betrekking tot de verstrekking van de voorlopige year-ahead-beschikbaarheidsplannen aan alle andere TSB's, aan DSB's en aan GDSB's.

1. Vóór 1 november van elk kalenderjaar verstrekt elke TSB, via de ENTSO-E — OPDE, de voorlopige year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor het volgende kalenderjaar voor alle interne relevante assets aan alle andere TSB's.

2. Vóór 1 november van elk kalenderjaar verstrekt de TSB voor elke interne relevante asset in een distributiesysteem het voorlopige year-ahead-beschikbaarheidsplan aan de DSB.

3. Vóór 1 november van elk kalenderjaar verstrekt de TSB voor elke interne relevante asset in een gesloten distributiesysteem het voorlopige year-ahead-beschikbaarheidsplan aan de GDSB.

22. Artikel 98 van de SOGL bepaalt de verantwoordelijkheden van TSB's met betrekking tot de validatie van de year-ahead beschikbaarheidsplannen binnen de coördinatieregio's voor niet-beschikbaarheden.

1. Elke TSB analyseert of er onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning ontstaan als gevolg van het in aanmerking nemen van alle voorlopige year-ahead-beschikbaarheidsplannen.

2. Bij afwezigheid van onverenigbaarheden in de niet-beschikbaarheidsplanning valideren alle TSB's van een coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden gezamenlijk de year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor alle relevante assets van die coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden.

3. Indien een TSB een onverenigbaarheid in de niet-beschikbaarheidsplanning ontdekt, stellen de betrokken TSB's van de betrokken coördinatieregio('s) voor niet-beschikbaarheden gezamenlijk een oplossing vast, in samenspraak met de betrokken verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning, DSB's en GDSB's, gebruikmakend van de middelen waarover zij beschikken, voor zover mogelijk onder eerbiediging van de beschikbaarheidsplannen die overeenkomstig de artikelen 95 en 96 zijn ontwikkeld en ingediend door verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning die noch een TSB die deelneemt aan een coördinatieregio voor niet-beschikbaarheden, noch een DSB, noch een GDSB zijn. Wanneer een oplossing is vastgesteld, actualiseren en valideren alle TSB's van de betrokken coördinatieregio('s) voor niet-beschikbaarheden de year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor alle relevante assets.

4. Indien geen oplossing wordt gevonden voor een onverenigbaarheid in de niet-beschikbaarheidsplanning, onderworpen aan goedkeuring door de bevoegde reguleringsinstantie indien de desbetreffende lidstaat dit bepaalt, zorgt elke betrokken TSB ervoor dat:

- a) hij alle „niet beschikbaar“- of „in testfase“-statussen voor de relevante assets die betrokken zijn bij een onverenigbaarheid in de niet-beschikbaarheidsplanning tijdens de betrokken periode verandert in de „beschikbaar“-status, en
- b) hij de bevoegde reguleringsinstanties, de beïnvloede DSB's of GDSB's, indien van toepassing, en de beïnvloede verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanning in kennis stelt van de genomen maatregelen, met inbegrip van de reden voor deze maatregelen, en van de door de beïnvloede verantwoordelijken voor de niet-beschikbaarheidsplanningen, en indien relevant de DSB's of GDSB's, gemelde gevolgen.

5. Alle TSB's van de betrokken coördinatieregio's voor niet-beschikbaarheden actualiseren en valideren dienovereenkomstig de year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor alle relevante assets

23. Artikel 99 van de SOGL bepaalt de verantwoordelijkheden van de TSB's met betrekking tot de verstrekking van de definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplannen.

1. Vóór 1 december van elk kalenderjaar zorgt elke TSB ervoor dat:

- a) hij de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie van interne relevante assets voltooit, en
- b) hij de year-ahead-beschikbaarheidsplannen voor relevante interne assets voltooit en deze opslaat op ENTSO-E — OPDE.2.

2. Vóór 1 december van elk kalenderjaar verstrekt de TSB het definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplan voor elke interne relevante asset aan zijn verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning.

3. Vóór 1 december van elk kalenderjaar verstrekt de TSB het definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplan voor elke interne relevante asset in een distributiesysteem aan de relevante DSB.

4. Vóór 1 december van elk kalenderjaar verstrekt de TSB het definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplan voor elke interne relevante asset in een gesloten distributiesysteem aan de relevante GDSB.

24. Artikel 100 van de SOGL bepaalt de procedure te volgen bij de actualisering van de definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplannen. De verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning kan immers in de tijd tussen de voltooiing van de year-ahead-niet-beschikbaarheidscoördinatie en de uitvoering daarvan in realtime een procedure voor de wijziging van het definitieve year-ahead-beschikbaarheidsplan initiëren.

25. De coördinatie van de niet-beschikbaarheidsplanning kadert in de algemene operationele veiligheidsanalyse onder Titel 2 van de SOGL. Onder deze titel vallen artikelen 72 tot 81. Artikel 80 behandelt specifiek de regionale niet-beschikbaarheidscoördinatie. TSB's delegeren deze regionale niet-beschikbaarheidscoördinatie naar de regionale veiligheidscoördinatoren om de TSB's te ondersteunen bij het vervullen van hun verplichtingen uit hoofde van de artikelen 98 en 100 op basis van artikel 77, derde lid, a) van de SOGL.

26. Artikelen 101, 102 en 103 van de SOGL, tenslotte, specificeren de rechten en plichten van de eigenaar van een elektriciteitsproductie-installatie, gebruikersinstallatie of relevant netwerkelement en betrokken TSB, DSB of GDSB bij de uitvoering van de beschikbaarheidsplannen:

- Artikel 101 beschrijft het beheer van de “in testfase”-status van relevante assets.
- Artikel 102 bepaalt de procedure voor de behandeling van gedwongen niet-beschikbaarheid (Engels: forced outage)
- Artikel 103 bevat de bepalingen bij de realtime-uitvoering van beschikbaarheidsplannen.

27. Elia is krachtens bovengenoemde artikelen uit de SOGL gemachtigd om de modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning.

1.1.2. Verordening (EU) 2015/1222² (hierna: “CACM”)

28. Tot slot bepaalt ook Artikel 16 van CACM dat informatie over de beschikbaarheid van opwekkingseenheden en basislasten aan TSB's moeten worden verstrekt, alsook de relevante beschikbare informatie over de wijze van dispatching van de opwekkingseenheden. Deze verplichting geldt in het kader van de verplichting van TSB's tot het opstellen van gemeenschappelijke netwerkmodellen voor de capaciteitsberekening en de daartoe voorziene methodologie. Artikel 16 van CACM bepaalt:

“ 3.In het voorstel voor een methodologie voor het verstrekken van de opwekkings- en basislastgegevens wordt de informatie gespecificeerd die door de opwekkingseenheden en basislasten aan de TSB's moet worden verstrekt. Die informatie bevat de volgende elementen:

a) informatie over hun technische kenmerken;

b) informatie over de beschikbaarheid van opwekkingseenheden en basislasten;

c) informatie met betrekking tot de tijdschema's van de opwekkingseenheden;

d) relevante beschikbare informatie over de wijze van dispatching van de opwekkingseenheden.

4.In de methodologie worden de voor de opwekkingseenheden en basislasten geldende uiterste termijnen voor het verstrekken van de in lid 3 bedoelde informatie gespecificeerd.

(..) “

² Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer

1.2. GEDRAGSCODE ELEKTRICITEIT

29. In uitvoering van artikel 6.5 van de SOGL (paragraaf 3 van huidige beslissing) bepaalt het artikel 3, §1 van de gedragscode elektriciteit dat de modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning ter goedkeuring aan de CREG moeten worden voorgelegd.

30. Artikel 123 van de gedragscode elektriciteit introduceert de regels betreffende de planning van de niet-beschikbaarheden:

“Art. 123. § 1. Dit hoofdstuk bepaalt de regels betreffende de planning van de niet-beschikbaarheden, de programmering alsook de coördinatie van bepaalde installaties of groepen van installaties van transmissienetgebruikers om de operationele veiligheid, betrouwbaarheid en efficiëntie van het net te verzekeren.

§ 2. De installaties die dit hoofdstuk beoogt, zijn alle installaties ongeacht of zij als bestaand of nieuw te beschouwen zijn overeenkomstig de Europese netcode RfG, de Europese netcode DCC, de Europese netcode HVDC of overeenkomstig het technisch reglement, die vallen onder een van de volgende categorieën:

1° elke elektriciteitsproductie-eenheid met een maximaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW (of van het type B, C of D overeenkomstig de maximumcapaciteitsdrempelwaarden bedoeld in het technisch reglement indien deze eenheid zich binnen een CDS bevindt) en, in voorkomend geval als lokale elektriciteitsproductie-eenheid, aangesloten is op het transmissienet of die zich binnen een CDS bevindt dat op zijn beurt is aangesloten op het transmissienet;

2° elk energieopslagfaciliteit van het type B, C of D overeenkomstig de maximumcapaciteitsdrempelwaarden bedoeld in het technisch reglement, in voorkomend geval als lokale energieopslagfaciliteit, aangesloten op het transmissienet of die zich binnen CDS bevindt dat op zijn beurt aangesloten is op het transmissienet;;

3° elke verbruiksinstallatie die aangesloten is op het transmissienet, evenals

4° elke groep van verbruiksinstallaties binnen een CDS aangesloten op het transmissienet. “

31. Artikel 124 van de gedragscode elektriciteit bepaalt wie kan optreden als programma-agent of als verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning voor de elektrische installatie:

“Art. 124. De transmissienetgebruiker treedt op als programma-agent en als verantwoordelijke voor niet-beschikbaarheidsplanning voor de elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van, respectievelijk, een programmering en een niet-beschikbaarheidsplanning, zoals bedoeld in afdelingen 3.6.2.2. en 3.6.2.3. van deze gedragscode, of duidt een derde in die hoedanigheid aan. “

32. Artikel 125 van de gedragscode elektriciteit bepaalt de verplichtingen betreffende de niet-beschikbaarheidsplanning:

“Art. 125. Voor elke installatie bedoeld in artikel 123, § 2, 1° tot 3°, wordt informatie aan de transmissienetbeheerder verstuurd betreffende de niet beschikbaarheidsplanning van de installatie.

De verantwoordelijke voor de niet beschikbaarheidsplanning van de installatie verstuurt die informatie volgens de procedures zoals voorzien in de type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning bedoeld in artikel 126.

De informatie bedoeld in het eerste lid bevat ten minste het beschikbaarheidsplan van de installatie, evenals de tijdelijke beperkingen wat betreft de maximum- en

minimumcapaciteit die deze installatie kan halen bij injectie en/of afname. De informatie wordt regelmatig bijgewerkt.”

33. Artikel 126 van de gedragscode elektriciteit bepaalt de elementen die de type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning dient te bepalen:

Art.126. De type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor niet-beschikbaarheidsplanning, bepaalt, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL of de daaruit voortvloeiende documenten en methodes, in termen van niet-beschikbaarheidsplanning, ten minste:

1° de operationele verplichtingen die van toepassing zijn op elektrische installaties en op hun verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning en de daaruit voortvloeiende verantwoordelijkheden;

2° de modaliteiten volgens dewelke de netgebruiker zijn verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning aanduidt;

3° alle relevante informatie die naar de transmissienetbeheerder moet worden verstuurd, met inbegrip van de informatie bedoeld in artikel 125, derde lid;

4° de modaliteiten en procedures betreffende de informatie-uitwisseling zoals het tijdsbestek voor de gegevensuitwisseling, de vorm, het detail en de granulariteit van de uitgewisselde gegevens rekening houdend met de omvang, de kenmerken, de locatie alsook de technische beperkingen van de betrokken installatie;

5° het mechanisme betreffende de aanpassingen van het beschikbaarheidsplan bedoeld in artikel 125, derde lid, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding;

6° het feit of die eventuele vergoedingen in 5° de aantoonbare en redelijke kosten moeten dekken die rechtstreeks voortvloeien uit de aanpassing van het beschikbaarheidsplan;

7° de modaliteiten van een eventueel schadebeding en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.”

34. Artikel 127 van de gedragscode elektriciteit beschrijft de bijzondere bepalingen in geval van ongeplande niet-beschikbaarheid:

“Art. 127. De verantwoordelijke van de niet beschikbaarheidsplanning voor een installatie brengt de transmissienetbeheerder zo snel mogelijk na het uitvallen van de installatie in kwestie, op de hoogte van elke individuele, volledige of gedeeltelijke ongeplande niet beschikbaarheid van die installatie; hij deelt daarbij ook in de mate van het mogelijke alle relevante informatie mee omtrent de reden van die ongeplande niet beschikbaarheid en zijn beste prognose over de duur ervan.”

35. Artikel 135 van de gedragscode elektriciteit handelt, vervolgens, over de interacties tussen de verschillende partijen belast met informatieverstrekking over een installatie:

“Art. 135. § 1. De verschillende hieronder opgesomde gegevens die de betrokken partijen over een bepaalde installatie aan de transmissienetbeheerder bezorgen, moeten onderling samenhangend zijn:

1° het beschikbaarheidsplan ingediend door de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning voor een installatie krachtens artikel 125;

2° de programma's en aanbiedingen van vermogen voorgelegd door de programma-agent voor die installatie krachtens artikel 128;

3° de nominatie voorgelegd door de balanceringsverantwoordelijke belast met de opvolging van die installatie krachtens hoofdstuk 3.5.4;

4° evenals in voorkomend geval de aanbiedingen van balanceringsenergie voorgelegd krachtens titel 9.2, door de leverancier van balanceringsenergie die balanceringsenergie aanbiedt vanaf die installatie.

§ 2. De transmissienetgebruiker voor de betrokken installatie is ertoe gehouden om toe te zien op het correct doorgeven van de relevante en geüpdatete informatie betreffende de niet-beschikbaarheden en de prognoses van elektriciteitsproductie of verbruik van de installatie aan de verschillende in paragraaf 1 genoemde partijen en die elk van die partijen nodig heeft om haar verplichtingen na te komen.

Wanneer de transmissienetbeheerder betreffende eenzelfde installatie inconsistenties vaststelt tussen de prognoses die de verschillende voornoemde actoren hem bezorgen in het kader van hun verplichtingen, kan hij die informatie weigeren, een aanpassing vragen of ze zelf rechtzetten en in dat laatste geval de betrokken partijen ervan op de hoogte brengen.”

36. Artikelen 136 en 137 van de gedragscode elektriciteit handelen, tenslotte, over de meetuitrustingen en meetgegevens die relevant zijn in het kader van de type-overeenkomsten:

Art. 136. Voor de toepassing van dit boek zijn de meetuitrustingen de uitrustingen waarop de transmissienetbeheerder een controle dient uit te oefenen om de exploitatie van het transmissienet, en de financiële afwikkeling na uitvoering van zijn taken te verzekeren, alsook om zijn wettelijke verplichtingen na te komen.

De meetuitrustingen en hun onderdelen moeten voldoen aan de vereisten van de toepasselijke Belgische en internationale normen.

De type-aansluitingsovereenkomst, de type-overeenkomst van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, de type-overeenkomst van de programma-agent en/of de type-overeenkomst voor de betrokken ondersteunende dienst regelen de manier waarop de meteropname wordt uitgevoerd.

Art. 137. *De overeenkomstig deze gedragscode en/of de toepasselijke regelgeving gesloten type-overeenkomsten bepalen, onder meer, de regels betreffende de meetuitrustingen, zoals de technische conformiteitscriteria en de regels betreffende de ingebruikname en het gebruik van de meetuitrustingen, het doorgeven en het ter beschikkingstellen van de meetgegevens, de toegang tot de installaties en de betalingsmodaliteiten.*

37. Tot slot geven artikelen 240 tot 244 van de gedragscode elektriciteit de overgangsbepalingen aan. Met name artikel 240 en artikel 243 zijn relevant voor de huidige beslissing:

Art. 240. De type-overeenkomsten bedoeld in artikel 3, de balanceringsregels en de regels voor congestiebeheer, goedgekeurd door de CREG met toepassing van de wet en/of het technisch reglement vóór de inwerkingtreding van deze gedragscode, worden door de transmissienetbeheerder gewijzigd teneinde deze in overeenstemming te brengen met de bepalingen van deze gedragscode. De aldus aangebrachte wijzigingen worden door de transmissienetbeheerder ter goedkeuring aan de CREG voorgelegd bij de eerstvolgende wijziging van het betreffende document om een andere reden, doch uiterlijk binnen een tijdsbestek van achttien maanden volgend op de inwerkingtreding van deze gedragscode, behoudens uitdrukkelijk schriftelijk anders overeengekomen met de CREG.

Art. 243. Voor elke installatie bedoeld in artikel 123, § 2, 1°, met een maximaal vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW, worden de verplichtingen van de programma-agent alsook van de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning verzekerd door de balanceringsverantwoordelijke die belast is met de opvolging van het toegangspunt van deze eenheid gedurende een overgangperiode. De transmissienetbeheerder dient, binnen de achttien maanden volgend op de inwerkingtreding van deze gedragscode, behoudens uitdrukkelijk schriftelijk anders overeengekomen met de CREG, een voorstel tot wijziging van de type-overeenkomsten van de programma-agent en van de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning bedoeld in artikel 3 ter goedkeuring bij de CREG in teneinde de balanceringsverantwoordelijke niet langer meer te belasten met deze verplichting.

2. ANTECEDENTEN

38. Op 12 november 2020 besliste de CREG over het voorstel van Elia voor de voorwaarden en modaliteiten voor de programma-agent (T&C OPA). De CREG heeft het voorstel goedgekeurd met uitzondering van artikel I.7 van de Algemene Voorwaarden en mits enkele aanpassingen. Elia heeft aan de beslissing gevolg gegeven en de gevraagde wijzigingen doorgevoerd. De beslissing (B)2058 kadert in de overgangsfase zoals voorzien in artikel 377 van het federaal technische reglement (heden artikel 240, van de gedragscode elektriciteit). Het betreft een eerste stap in de omzetting van het niet-gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract en CIPU-offshore-contract) naar een gereguleerd kader zoals bepaald in de SOGL en in het FTR, vandaag de gedragscode elektriciteit. Gedurende deze overgangsfase blijven de procedures gekend onder het CIPU-contract maximaal behouden.

39. Daarnaast heeft de CREG op 12 november 2020 het voorstel van Elia voor de voorwaarden en modaliteiten voor de verantwoordelijke voor de programma-agent (T&C SA) goedgekeurd bij beslissing (B)2057. De CREG heeft het voorstel goedgekeurd met uitzondering van artikel I.7 van de Algemene Voorwaarden en mits enkele aanpassingen. Elia heeft aan de beslissing gevolg gegeven en de gevraagde wijzigingen doorgevoerd. Ook dit voorstel kadert in de overgangsfase zoals voorzien in artikel 377 van het FTR. Het betreft een eerste stap in de omzetting van het niet-gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract en CIPU-offshore-contract) naar een gereguleerd kader zoals bepaald in de SOGL en in het FTR. Gedurende deze overgangsfase blijven de procedures gekend onder het CIPU-contract maximaal behouden.

40. Om de omzetting van het niet-gereguleerde operationele kader naar een gereguleerd kader te stroomlijnen, initieerde Elia in 2017 het iCAROS-project. Het iCAROS-project beoogt een gefaseerde implementatie van de bepalingen in de SOGL en het FTR inzake de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie van technische eenheden in nauw overleg met de betrokken belanghebbenden.

41. Voor de T&C OPA en T&C SA voorziet het iCAROS-project de volgende drie fases:

- Fase 1 (= overgangperiode): enkel verplichte deelname voor synchrone elektriciteitsproductie-eenheden (SPGM), Power Park Modules per primaire energiebron (PPM per primaire energiebron) en energieopslageenheden (ESD) met een geïnstalleerd vermogen van 25 MW en meer op het Elia net of via een GDSB geconnecteerd tot Elia net. [verplichte eenheden in het kader van het CIPU contract]
- Fase 2 : enkel verplichte deelname voor SPGM, PPM per primaire energiebron en ESD met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW en meer ongeacht hun aansluiting voor de OPA verplichting en voor de SA verplichting op het Elia net of via een GDSB geconnecteerd tot Elia net en verplichte deelname voor verbruikersinstallaties rechtstreeks geconnecteerd aan het Elia net voor de OPA verplichtingen maar niet voor de SA verplichtingen tenzij de verbruikersinstallatie vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbiedt.
- Fase 3 : enkel verplichte deelname voor SPGM, PPM per primaire energiebron en ESD met een geïnstalleerd vermogen van 1 MW ongeacht hun aansluiting en verplichte deelname voor verbruikersinstallaties rechtstreeks geconnecteerd aan het Elia net voor de OPA verplichtingen maar niet voor de SA verplichtingen tenzij de verbruikersinstallatie vrijwillig redispatch flexibiliteit aanbiedt.

42. De door de CREG goedgekeurde T&C OPA en T&C SA kaders in de eerste fase van het iCAROS-project. Het beoogt in de eerste plaats de omzetting te realiseren die nodig is om van het tot dan toe

niet-gereguleerde contractuele en operationele kader (CIPU-contract ondertekend door de BRP) over te gaan naar een contractueel en gereguleerd kader dat een duidelijk onderscheid maakt in de rollen en verantwoordelijkheden van de OPA (OPA-contract ondertekend door de OPA) en de SA (contract SA ondertekend door de SA), zoals bepaald in de SOGL en het FTR van 22 april 2019.

43. In deze beslissingen heeft de CREG gesteld dat:

- de T&C OPA en T&C SA gelden voor alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslageenheden die rechtstreeks dan wel via een GDSB zijn aangesloten op het transmissienet met een nominaal vermogen van meer of gelijk aan 25 MW, met uitzondering van de elektriciteitsproductie-eenheden en asynchrone opslagparken die dienst doen als noodgeneratoren, zoals bepaald in artikel 2§2 van het FTR.
- zowel de rol van OPA en SA kunnen tijdelijk door de BRP waargenomen worden waargenomen en het dus de BRP is die zowel het OPA-contract als het SA-contract ondertekent.
- de volgende technische eenheden vrijgesteld zijn van verplichte deelname:
 - productie-eenheden en energieopslageenheden die rechtstreeks dan wel via een GDSB op het transmissienet zijn aangesloten met een nominaal vermogen lager dan 25 MW: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 46(1), 110 en 111 van de SOGL en de artikelen 246 tot 252 van het FTR gebaseerd is op standaardinformatie tenzij de OPA voor deze installaties, op vrijwillige basis, beslist het SA-contract te ondertekenen (Overweging (21) van de T&C SA);
 - verbruikersinstallaties die rechtstreeks dan wel via een GDSB op het transmissienet aangesloten: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 52(1) en 53(1) van de SOGL, beperkt tot de verbruikersinstallaties van grensoverschrijdend belang, is gebaseerd op standaardinformatie. Voor verbruikersinstallaties kan in deze overgangperiode geen SA-contract worden afgesloten (Overweging (22) van de T&C OPA).
 - productie-eenheden en energieopslageenheden aangesloten aan het distributienet: De gegevensuitwisseling zoals bedoeld in artikel 49(a) van de SOGL is gebaseerd op standaardinformatie tenzij de SA, op vrijwillige basis, beslist het SA-contract te ondertekenen (Overweging (23) van de T&C SA).

44. Verder heeft de CREG in deze beslissingen gesteld dat:

- De procedures gekend onder het vroegere CIPU-contract blijven behouden, enkel de uitwisseling van informatie is opgesplitst om in lijn te zijn met de SOGL en het FTR.
- De gebruikte terminologie in lijn is gebracht met de terminologie van de SOGL.
- Artikel 252 van het FTR dat betrekking heeft op de integratie van offshore wind, in het bijzonder ten gevolge van actuele of verwachte slechte weersomstandigheden, verwerkt is.

45. Per brief van 30 oktober 2023 wordt het Voorstel door Elia ingediend bij de CREG voor goedkeuring. Dit gebeurt samen met een voorstel tot wijziging van de T&C SA en de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

46. De voorstellen T&C OPA en T&C SA ingediend bij de CREG op 30 oktober 2023 kaderen volgens Elia nog steeds in Fase 1 van iCAROS (= overgangperiode). Het dient beschouwd te worden als een tweede en laatste stap in de overgangperiode voorzien in artikel 377 van het FTR van 22 april 2019 en overgenomen in artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit.

47. Na deze overgangperiode zullen de voorstellen T&C OPA en T&C SA herzien worden met het oog op de uitbreiding van de verplichting tot het afsluiten van het OPA-contract en het SA-contract naar niet-CIPU-eenheden en het opsplitsen van de rollen OPA, SA en BRP. Dit zal in verschillende fases gebeuren (zie fase 2 en 3 van het iCAROS-project uiteengezet in paragraaf 41). Elke herziening zal gepaard dienen te gaan met een nieuwe openbare raadpleging en dient ter goedkeuring te worden voorgelegd aan de CREG en, indien van toepassing, de bevoegde gewestelijke regulatoren.

48. Voor het ingediende Voorstel gelden nog de overgangsbepalingen gedefinieerd in artikel 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit en is nog geen volledige conformiteit met het Europese en Belgische wettelijke kader bereikt. Deze conformiteit met het wettelijke kader dient bereikt te worden met de implementatie van iCAROS fase 2.

49. Elia heeft daarom op vraag van de CREG een planning opgesteld voor de uitwerking en implementatie van iCAROS fase 2³. Deze planning werd eveneens ter consultatie voorgelegd aan de marktpartijen. Deze planning maakt evenwel geen deel uit van de goedkeuringsaanvraag van Elia.

50. Tenslotte is in 2023 ook de noodzaak voor het uitwerken van een regelgevend kader voor eenheden met flexibele toegang vastgesteld. Dit regelgevende kader dient in 2024 uitgewerkt te worden en zal ook aanleiding geven tot wijzigingen van onder meer de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

³ Zie www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, "Timing for iCAROS phase 2" (in het Engels)

3. RAADPLEGING

51. Elia heeft over het Voorstel een openbare raadpleging georganiseerd van dinsdag 6 juni 2023 tot vrijdag 25 augustus 2023, hetzij ruim elf weken.

52. De openbare raadpleging over het Voorstel gebeurde samen met de raadpleging over een wijziging van de T&C SA en een voorstel tot wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer.

Ook de planning en de inhoud van iCAROS fase 2 zijn ter raadpleging voorgelegd. Tot slot, werd bij de raadpleging een verklarende nota in het Engels toegevoegd⁴.

53. Tijdens de openbare raadpleging heeft Elia zes niet-vertrouwelijke opmerkingen ontvangen van de volgende belanghebbenden (Bijlage 2 van huidige beslissing):

- Belgisch offshore-platform (BOP);
- Centrica;
- Eneco Energy Trade BV;
- Febeg;
- Febeliec;
- Zandvliet Power N.V.

54. De CREG zal de opmerkingen van de marktpartijen en de antwoorden van Elia hierop onderzoeken in deel 4 van huidige beslissing, voor zover de CREG het niet eens zou zijn met de opmerking gemaakt door de marktpartij, en/of het antwoord van Elia. De opmerkingen en antwoorden opgenomen in het raadplegingsrapport waarmee de CREG het eens is, worden in huidige beslissing niet hernomen.

55. Rekening houdend met wat voorafgaat, beslist het directiecomité van de CREG, op grond van artikel 23, § 1, van zijn huishoudelijk reglement, in het kader van de onderhavige beslissing, om, met toepassing van artikel 40, 2°, van zijn huishoudelijk reglement geen raadpleging te organiseren over huidige beslissing.

56. Deze raadpleging georganiseerd door Elia beschouwt de CREG als een effectieve openbare raadpleging aangezien deze raadpleging op de website van Elia plaatsvond, gemakkelijk toegankelijk was vanuit de startpagina van deze website en voldoende gedocumenteerd was. Bovendien werd door Elia ook een informatiesessie georganiseerd op 8 februari 2023 en werd door Elia een mailing verstuurd naar alle op hun website geregistreerde personen.

57. De duur de openbare raadpleging bedroeg ruim elf weken. De CREG is van oordeel dat de duur van de raadpleging voldoende lang was.

⁴ Zie www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules, "T&C OPA, SA, Coordination Rules – Explanatory document" (in het Engels)

4. ANALYSE VAN HET VOORSTEL

4.1. DOEL VAN HET VOORSTEL

58. De T&C OPA zijn de typeovereenkomst van toepassing op de OPA , zoals beschreven in artikel 126 van de gedragscode elektriciteit. De T&C OPA bepalen onder meer welke informatie naar de TSB moet worden verstuurd, de modaliteiten en procedures voor die gegevensuitwisseling, de mechanismes voor het aanpassen van het beschikbaarheidsplan en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding.

59. De T&C OPA kaderen in de context van congestiebeheer, net als de T&C SA. Beiden hebben als doel de TSB de nodige gegevens te verschaffen voor het uitvoeren van de veiligheidsanalyses en het waarborgen van de operationele netveiligheid. De T&C OPA betreffen de beschikbaarheidsstatussen van Technical Facilities.

60. Op basis van deze gegevens verricht de regionale veiligheidscoördinator de operationele-veiligheidsanalyse in de operationele planningen conform artikel 80 van de SOGL, en valideert, finaliseert en actualiseert Elia de niet-beschikbaarheidsplannen conform artikelen 98 tot 100 van de SOGL. Deze niet-beschikbaarheidsplanning beoogt een veilige en efficiënte uitbating van het net. Ook worden deze gegevens gebruikt bij het opstellen van de gemeenschappelijke netwerkmodellen voor de capaciteitsberekening, conform artikel 16 van de CACM.

61. Zoals uitgewerkt in paragrafen 40 tot 48 van huidige beslissing, zijn vandaag enkel elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW, rechtstreeks of via een transmissiegekoppelde CDS aangesloten op het transmissienet, verplicht tot het uitwisselen van informatie over de programmering en redispatch biedprijzen. Op basis van artikel 128 van de gedragscode elektriciteit wordt deze verplichting uitgebreid naar andere categorieën van technische eenheden en dienen de modaliteiten en voorwaarden opgenomen te worden in de T&C SA. De gedragscode elektriciteit voorziet in de artikelen 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit weliswaar een overgangperiode om geleidelijk over te stappen naar een gereguleerd contractueel kader conform het Europese en het nationale wetgevende kader. Elia heeft in 2017 het iCAROS-project geïnitieerd om deze stapsgewijze omzetting te stroomlijnen.

62. De T&C OPA goedgekeurd door de CREG in 2020 in haar beslissing (B)2058 situeren zich in de eerste fase van dit omzettingsproces ('iCAROS fase 1'), zijnde de overgangperiode gedefinieerd in de artikelen 240 en artikel 243 van de gedragscode elektriciteit.

63. Het Voorstel ingediend door Elia op 30 oktober 2023 situeert zich eveneens nog in de transitieperiode van 'iCAROS fase 1' (zie paragraaf 48 van huidige beslissing). Met dit Voorstel blijft de verplichting tot deelname aan de niet-beschikbaarheidsplanning nog beperkt tot de elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW, rechtstreeks of via een transmissiegekoppelde CDS aangesloten op het transmissienet. Elia beroept zich hiervoor op de overgangsbepalingen uit artikel 377 van FTR van 22 april 2019 die in artikel 240 van de gedragscode elektriciteit hernomen zijn. Evenwel wordt in het Voorstel al voorzien dat de OPA-rol opgenomen kan worden door een andere partij dan de BRP van het betrokken toegangspunt. Op dit punt wordt dus voor de T&C OPA geen beroep meer gedaan van de overgangsbepaling voorzien in artikel 243 van de gedragscode.

64. De beoogde doelstellingen van dit voorstel T&C OPA zijn:

- Conformiteit garanderen met de in de SOGL, artikel 92, voorziene beschikbaarheidsstatussen;
- Vervangen van de huidige procedures 'Nomination' en 'Intraday Nomination' door de procedure 'Beschikbaarheidsplanning' met het oog op het vereenvoudigen en faciliteren van wijzigingen in de beschikbaarheidsstatus van Technical Facilities dichterbij reële tijd, i.e. na Week W-1

65. Een grondige herziening van de T&C OPA is voorzien in de volgende fases van het iCAROS-project wanneer de verplichting voor het ondertekenen van het OPA-contract uitgebreid wordt naar de andere categorieën opgenomen in artikel 123 van de gedragscode elektriciteit (zie paragraaf 41). Elke herziening zal gepaard dienen te gaan met een nieuwe openbare raadpleging en met een goedkeuring door de CREG.

66. Het Voorstel is opgebouwd in twee hoofddelen: (i) de voorwaarden die het wettelijk kader schetsen en (ii) het OPA-contract, dat onderverdeeld is in (ii.a) algemene voorwaarden, (ii.b) specifieke voorwaarden en (ii.c) bijlagen.

Het onderzoek van de CREG hieronder uiteengezet gebeurt door rekening te houden met de hierboven beschreven opbouw van de T&C OPA.

4.2. VOORWAARDEN DIE HET WETTELIJK KADER SCHETSEN

4.2.1. Algemene voorafgaande opmerkingen op niveau van iCAROS fase 1

67. Als antwoord op de openbare raadpleging hebben marktpartijen algemene opmerkingen geformuleerd over het gevolgde proces, de scope en het design van iCAROS fase 1 en de inhoud van de drie geconsulteerde documenten (T&C OPA, T&C SA en de regels voor coördinatie en congestiebeheer).

68. **Wat betreft het gevolgde proces**, formuleren zowel BOP als FEBEG de bezorgdheid dat het design van iCAROS fase 1 en de concrete uitwerking ervan in de geconsulteerde documenten, niet voldoende besproken werd en niet voldoende geavanceerd is om fase 1 af te sluiten en de T&C's en regels formeel goed te keuren. Niet alleen ontbreekt een alomvattende designnota, maar ook zijn additionele elementen toegevoegd die volgens FEBEG en BOP niet in de workshops met marktpartijen zouden zijn voorgesteld. Zo is volgens hen een eerlijke feedback gegeven door hen tijdens de workshops en in de bilaterale uitwisselingen met Elia niet in de geraadpleegde documenten opgenomen.

In haar antwoord hierop geeft Elia aan verbaasd te zijn over de opmerking dat het iCAROS fase 1 design niet voldoende besproken zou zijn geweest, gezien het design al in 2017 werd geconsulteerd en er verschillende workshops hebben plaatsgevonden waarin de belangrijkste elementen zoals Terugkeer naar het Dagelijkse Programma (RTS) en de RD Gate sluitingstijd (RD GCT) besproken en bediscussieerd werden. Elia geeft aan de discussies over het design van iCAROS fase 1 niet te willen heropenen.

De CREG kan niet oordelen of de belangrijke elementen al dan niet voldoende besproken zijn geworden. Enerzijds stelt de CREG vast dat reeds de iCAROS design nota van 2018 de noodzaak voor de toepassing van penaliteiten voor redispatching activiteiten en RTS reeds introduceerde en dat Elia de voorgestelde penaliteiten tijdens de informatiesessie georganiseerd op 15 februari 2023 presenteerde. Anderzijds stelt de CREG op basis van de antwoorden op de openbare raadpleging en bilaterale contacten met FEBEG en BOP vast dat er een algemeen gevoel bestaat dat de inhoud van de geraadpleegde documenten niet voldoende besproken zou zijn geweest, de voorstellen als niet-evenwichtig ervaren worden en er geen consensus zou zijn over de voorgestelde richting/principes

voor congestiebeheer (zie ook opmerkingen betreffende het design en de vertaling ervan in de geconsulteerde documenten in respectievelijk paragraaf 61 en 62).

De CREG gaat akkoord met het voorstel van Elia om de inhoudelijke design-discussies niet opnieuw te heropenen in het kader van iCAROS fase 1. Immers, de go-live van iCAROS fase 1 is noodzakelijk om de beoogde doelstelling geformuleerd in paragraaf 64 van deze beslissing te realiseren, alsook om de toetreding van de Belgische mFRR-markt tot het Europese MARI balanceringsplatform toe te laten. De CREG begrijpt ook dat een bijkomende uitstel of vertraging van de go-live van iCAROS fase 1 omwille van operationele en organisatorische redenen onaanvaardbaar is voor de betrokken partijen.

Daarnaast is de CREG van mening dat, zoals verder uitgewerkt in paragraaf 60 van deze beslissing, er een Return on Experience nodig is om de geïntroduceerde designelementen te evalueren en indien nodig te verbeteren of te herzien. Tenslotte is de CREG van oordeel dat het volledige design voor congestiebeheer de komende jaren opnieuw onder de loep wordt genomen. Dit onder meer in het kader van de voorziene uitbreiding van toepassingsdomein in iCAROS fase 2, maar ook om tegemoet te komen aan de noden van de markt in een veranderend energielandschap gekenmerkt door meer hernieuwbare en (grootschalige) flexibele eenheden, door Elia ingeschatte risico op structurele congesties, en door de implementatie van gecoördineerde congestiebeheersprocessen op Europees niveau.

69. **Wat betreft het design van iCAROS fase 1**, zijn zowel BOP als FEBEG zijn van mening dat het voorstel niet evenwichtig is en dat dit een stap terug is ten opzichte van wat in de 'package deal' dat werd afgesproken. Meer bepaald de introductie van penaliteiten wordt als disproportioneel en niet-gemotiveerd beschouwd, zeker in combinatie met een op kosten-gebaseerde vergoeding; alsook het risico voor veralgemeende toepassing van het concept 'Terugkeer naar het Dagelijkse Programma' of RTS bij een Medium of High CRI-niveau zonder vergoeding. Ook zijn BOP als FEBEG van mening dat niet voldoende rekening gehouden wordt met de specificiteit van verschillende soorten elektriciteitsproductie-eenheden in het design, voornamelijk met het verschil tussen weersafhankelijke en planifieerbare/coördineerbare eenheden, respectievelijk minder flexibele en flexibele eenheden. BOP is van mening dat op basis van het voorgestelde design (met in het bijzonder penaliteiten bij afwijkingen en niet-vergoeding van verloren inkomsten bij RTS) weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden hierdoor afgestraft worden voor hun beperkte planifieerbaarheid en de intrinsieke voorspellingsfouten eigen aan weersafhankelijke elektriciteitsproductie. BOP en FEBEG zijn van mening dat deze specificiteit in het design erkend en weerspiegeld moeten worden. Daarenboven wordt door BOP en FEBEG erop gewezen dat de Europese Verordening een marktgebaseerde vergoeding voor redispatching als default vooropstelt en dat slechts hiervan kan afgeweken worden in een bepaalde situaties op basis van een grondige analyse en motivering van de noodzaak en effectiviteit van een afwijking. Algemeen is BOP van mening dat herzieningen en nieuwe procedures ontworpen moeten worden om de voordelen van hernieuwbare energieproductie-eenheden te maximaliseren in plaats van deze eenheden te laten inpassen in een kader dat initieel ontwikkeld was voor volledig controleerbare en planifieerbare eenheden.

De CREG is van mening dat het voorgestelde design verbeteringen introduceert ten opzichte van de huidige situatie met Red Zones (in het bijzonder met betrekking tot freedom of dispatch in intraday). De door verschillende marktpartijen geïdentificeerde bezorgdheden over het principe van RTS en de toepassing van penaliteiten worden in de paragrafen 117 tot en met 121 van Beslissing (B2750) over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van Elia tot wijziging van de T&C SA en paragrafen 117 tot en met 121 van huidige beslissing verder behandeld.

De CREG is ook van mening dat een Return on Experience van het voorgestelde design (o.m. de kwaliteit van de CRI-bepaling, de frequentie en impact van RTS in het algemeen en op de verschillende type installaties in het bijzonder, de impact op de balanceringsmarkt van het voorgestelde compensatiemechanisme, de impact van het filteren van expliciete balanceringsbiedingen in zones

met Medium en/of High CRI-niveau) noodzakelijk is om verdere verbeteringen of wijzigingen te introduceren. In parallel met deze Return on Experience dienen de voorgestelde alternatieven voor de bepaling van de baseline voor vergoeding van weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, bijvoorbeeld op basis van gevalideerde metingen en modellen van de theoretische productie of Available Active Power in plaats van op basis van programma's, verder onderzocht en geëvalueerd te worden. Al deze elementen hangen samen en het is niet mogelijk om één van deze elementen apart te beschouwen en/of aan te passen zonder de impact op het geheel te evalueren.

Verder is de CREG van mening dat heel wat van de nu voorgestelde ontwerpelementen in iCAROS fase 1 opnieuw geëvalueerd, gemotiveerd en besproken zullen moeten worden in het kader van iCAROS fase 2 maar ook reeds in het kader van de ontwikkeling van een regulatorisch kader voor eenheden met een flexibele toegang. Terwijl de scope-uitbreiding van iCAROS fase 2 voor meer liquiditeit aan redispatching middelen zal zorgen (en dus de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding faciliteert), duidt de komst van aansluitingen met een flexibele toegang op het Elia-net op door Elia ingeschatte risico's van structurele congesties (en dus de mogelijkheid tot vrijstelling van een marktgebaseerde vergoeding). Bijkomend evolueert de markt heel snel en verwacht Elia onder meer een significante toename van grootschalige transmissiegekoppelde batterijen vanaf 2024. De CREG verwacht specifieke uitdagingen met betrekking tot een efficiënte en niet-marktversturende integratie van deze batterijparken op niveau van congestiebeheer. Tenslotte wordt er op Europees en regionaal vlak voor de tijdshorizon 2025-2026 de implementatie van de processen voor gecoördineerde veiligheidsanalyse (CSA) en operationele veiligheidscoördinatie in day-ahead en intraday (Core ROSC proces) en bijhorende kostenverdeling (Core RD & CS) voorbereid. Deze processen, waarbij alle beschikbare middelen voor het beheer van congesties op het 220kV en 380kV-net (zowel topologische acties als redispatching) door de individuele TSB's ter beschikking dienen te worden gesteld, kunnen en zullen eveneens een impact hebben op de congestiebeheersprocedures die op nationaal niveau (nog) kunnen geïmplementeerd worden.

De CREG stelt naar de toekomst toe een toenemende complexiteit en grote uitdagingen vast zowel op niveau van congestiebeheer op het transmissienet als het ontwikkelen van een efficiënt, transparant, niet-discriminerend en niet-marktversturend kader. De CREG besluit dat het nodig zal zijn om in de aanloop van de geplande wijzigingen van de documenten in het kader van het uitwerken van een federaal regulatorisch kader voor eenheden met flexibele toegang en in het kader van iCAROS fase 2, te starten met een alomvattende designnota, zoals terecht gevraagd wordt door marktpartijen.

70. Wat betreft de vertaling van het design in de verschillende documenten, is de BOP van mening dat geconsulteerde versies van de drie documenten (T&C OPA, T&C SA, regels voor coördinatie en congestiebeheer) geen duidelijke beschrijving bevatten van de situaties, beperkingen en drempelwaarden die door Elia moeten gerespecteerd worden in de toepassing van de beschreven instrumenten en middelen. Vanuit een juridisch perspectief is er weinig of geen bescherming van de netgebruiker/OPA/SA tegen misbruik door Elia. BOP vraagt dan ook dat dergelijke principes duidelijk in de documenten gereflecteerd worden. Ook FEBEG deelt het gevoel dat het design zoals voorgesteld in de geconsulteerde documenten, vooral de belangen van Elia behartigen en dit ten koste van de BRP, SA of OPA. FEBEG merkt tenslotte op dat voor een volledige splitsing van de rollen BRP, SA en OPA (zoals voorzien in iCAROS fase 2) duidelijke definities van verantwoordelijkheden betreffende de rollen nodig zijn. Deze zijn essentieel om de splitsing van de rollen te faciliteren zonder marktbarrières op te werpen. Dit is ook essentieel voor het creëren van een robuust marktdesign en een juridisch kader. Dit alles ontbreekt nog in de huidige versie van de documenten. Ten slotte dient volgens BOP het in de T&Cs expliciet duidelijk te zijn dat de beschreven instrumenten uitsluitend in het kader van congestiebeheer en niet, bijvoorbeeld, in het kader van balancering kunnen gebruikt worden.

Wat het risico op misbruik van de beschikbare instrumenten betreft, antwoordt Elia dat de coördinatie van eenheden door Elia, zoals beschreven in de processen opgenomen in de T&C OPA en T&C SA,

gebeuren volgens de regels van coördinatie en congestiebeheer die eveneens onderworpen zijn aan de goedkeuring van de regulator.

De CREG is het eens met dit antwoord maar is het eens met de marktpartijen dat verschillende elementen in de regels van coördinatie en congestiebeheer transparanter en duidelijker beschreven moeten worden en dat Elia de plicht heeft ten aanzien van de netgebruikers om de kwaliteit van de CRI-voorspellingen te waarborgen. Indien de kwaliteit van de CRI-voorspellingen niet nauwkeurig is, dan zijn de beperkingen die opgelegd worden aan eenheden onderworpen aan het SA-contract in de beschouwde elektrische zone, bijvoorbeeld via een RTS-aanvraag, niet effectief of niet gerechtvaardigd. De CREG verwijst hiervoor naar paragraaf 46 en 86 van beslissing (B)2752 betreffende de regels voor coördinatie en congestiebeheer waar de CREG vraagt dat Elia - zoals gevraagd door FEBEG in haar antwoord op de consultatie – een actieplan opstelt om de CRI-kwaliteit te monitoren en deze monitoring te gebruiken als input voor continue verbetering.

Wat het gebrek aan duidelijke afbakening van de rollen en verantwoordelijkheden van de BRP, SA en OPA en een volledige splitsing van deze rollen mogelijk te maken, geeft Elia aan dat een volledige splitsing in iCAROS fase 1 nog niet wordt geïntroduceerd. Elia erkent dat het punt aangehaald door FEBEG cruciaal is en meegenomen zal worden in de tijdslijn voor implementatie van iCAROS fase 2. De CREG gaat hiermee akkoord.

Wat de instrumenten opgenomen in de T&C OPA en T&C SA betreft, bevestigt Elia dat deze uitsluitend in het kader van congestiebeheer worden gebruikt zoals opgenomen in de regels voor coördinatie en congestiebeheer met uitzondering van het gebruik van RD Energy Bids in specifieke gevallen zoals opgenomen in de LFC BOA. De CREG gaat hiermee akkoord.

71. Wat betreft het toepassingsdomein van iCAROS fase 1, erkent FEBEG dat deze in de transitieperiode de SA- en OPA-verplichtingen beperkt zijn tot transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 25 MW. FEBEG geeft echter aan dat deze beperkte scope een accurate identificatie en beheer van congesties bemoeilijkt. Bijkomend stelt FEBEG dat deze eenheden - in combinatie met de additionele elementen in het voorgestelde design van iCAROS fase 1 – discriminerend zijn ten opzichte van andere eenheden, onder meer transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties. FEBEG onderstreept de noodzaak voor een level playing field voor alle netgebruikers en dringt erop aan om in afwachting daarvan in iCAROS fase 1 het voorgestelde design (verplichtingen, penaliteiten en kader) te herzien.

Elia gaat akkoord met FEBEG dat een uitbreiding van de scope van de SA- en OPA-verplichtingen naar alle transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter of gelijk aan 1 MW wettelijk evenwel noodzakelijk is en verwijst naar de voorgestelde tijdslijn voor de implementatie van iCAROS fase 2. Elia herinnert eraan dat in het Europese en nationale wettelijke kader een wordt onderscheid toegelaten voor wat betreft de uitwisseling van prognosegegevens tussen TSBS en transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden enerzijds (artikel 46 van SOGL) (en bij uitbreiding energieopslagfaciliteiten) en transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties anderzijds (artikel 52(2) van SOGL en artikel 128.§2 van de gedragscode elektriciteit).

De CREG gaat akkoord met het antwoord van Elia. De CREG onderstreept dat uitbreiding van de scope van de T&C SA wettelijk vereist is op basis van artikel 46 van SOGL en artikel 123 van de gedragscode elektriciteit.

4.2.2. Opmerkingen betreffende de Overwegingen

72. Betreffende de Overwegingen van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

73. De CREG merkt op dat Overweging (12) verwijst naar de eenheden voor wie deze T&C OPA gelden, en naar het gebruik van standaardregels voor de transmissie-gekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen van minder dan 25 MW vermeld in Overweging (21) en voor verbruiksinstallaties met grensoverschrijdende relevantie in Overweging (22).

De CREG vraagt dat Elia in Overweging (12), Overweging (21) en Overweging (22) een referentie toevoegt naar de wettelijke basis voor deze tijdelijke uitzonderingssituatie, met name de overgangsbepalingen voorzien in artikel 240 en 243 van de gedragscode elektriciteit. Deze aanvulling dient te gebeuren alvorens Elia het door de CREG goedgekeurde Voorstel publiceert op haar website.

4.2.3. Artikel 1: Onderwerp en toepassingsgebied

74. Betreffende artikel 1 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen hierop.

4.2.4. Artikel 2: Datum van inwerkingtreding

75. Betreffende artikel 2 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen hierop.

4.2.5. Artikel 3: Verwachte effecten op de doelstellingen SOGL

76. Betreffende artikel 3 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen hierop.

77. In het kader van de raadpleging van de planning van iCAROS fase 2, formuleert FEBELIEC de algemene opmerking dat de meerwaarde op systeemniveau van bijkomende gegevensuitwisselingen steeds duidelijk aangetoond moeten worden vooraleer een verplichting tot data-uitwisseling op te leggen aan marktpartijen.

Zonder afbreuk te doen van de wettelijke verplichtingen zoals bepaald in de SOGL, gaat de CREG met dit principe akkoord. De CREG vraagt dat Elia deze opmerking integreert in voorbereiding van de wijziging van de T&C OPA in het kader van iCAROS fase 2.

4.2.6. Artikel 4: Taal

78. Betreffende artikel 4 van het Voorstel hebben de marktpartijen tijdens de raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen opmerkingen hierop.

4.3. SPECIFIEKE VOORWAARDEN VAN DE T&C OPA

4.3.1. Algemene opmerkingen

79. De CREG merkt op dat Elia voor het Voorstel grondige vereenvoudigingen heeft doorgevoerd op niveau van de terminologie en procedures voor de niet-beschikbaarheidsplanning vanaf 18:00 Week W-1 tot reële tijd, beschreven onder de noemer “Beschikbaarheidsplan” en uitgewerkt in artikel II.9 van het Voorstel. In deze procedure worden uitsluitend de volgende statussen gebruikt, conform artikel 92 van SOGL en met uitbreiding van een bijkomende status ‘Forced Outage’:

- beschikbaar (‘Available’ of A),
- onbeschikbaar (‘Unavailable’ of U),
- testing (‘Testing’ of T), en
- ongeplande uitval (Forced Outage’ of FO).

Ook de communicatie tussen Elia en de OPA wordt in deze fase vereenvoudigd, en er zijn twee elektronische procedures mogelijk, i.e. ofwel via een externe communicatielaag of via een webgebaseerd applicatie, zoals gespecificeerd in bijlage 4.E.

De CREG verwelkomt de doorgevoerde vereenvoudigen, aangezien ze de leesbaarheid van het voorstel T&C OPA significant verbeteren ten opzichte van de huidige T&C OPA. Bovendien verwacht de CREG dat het operationele luik zal vereenvoudigen met de introductie van de elektronische procedure voor het beschikbaarheidsplan vanaf Week W-1.

80. De CREG stelt vast dat voor de procedures *Listed*, *Revision*, *Stand-by* en *Ready-to-Run* de termen uit de CIPU-contracten zijn behouden. In het Voorstel heeft Elia weliswaar matching tables toegevoegd om deze oude termen te koppelen aan de statussen A en U, wat de leesbaarheid van het voorstel van OPA-contract ten goede komt. De communicatie gebeurt nog via excel en e-mail.

De CREG vraagt dat Elia in samenspraak met marktpartijen verdere opportuniteiten tot vereenvoudiging en faciliteren van de procedures van de niet-beschikbaarheidsplanning evalueert. De CREG denkt hierbij onder meer aan de procedures *Listed*, *Revision*, *Stand-by* en *Ready-to-Run* waarin grotendeels nog de termen uit de CIPU-contracten zijn behouden en de communicatie via Excel en e-mail gebeurt. Daarnaast vraagt de CREG om ook de opmerkingen geformuleerd door BOP in het kader van de publieke raadpleging met betrekking tot de wijzigingsverzoeken en validatie ervan dichter bij reële tijd, te onderzoeken. De CREG vraagt aan Elia om dit in rekening te brengen bij een eerstkomende wijziging van de T&C OPA.

81. De CREG merkt op dat het Voorstel geen modaliteiten of voorwaarden specificeert betreffende de indicatieve langetermijnbeschikbaarheidsplannen conform Artikel 93 van SOGL, zoals gevraagd door de CREG in paragraaf 143 van Beslissing (B)2058). De CREG vraagt hierbij opnieuw aan Elia om bij een eerstkomende wijziging van de T&C OPA de bepalingen van artikel 93 van de SOGL te integreren.

4.3.2. Artikel II.1: Definities

82. BOP heeft als antwoord op de publiek raadpleging enkele inconsistenties of onduidelijkheden vastgesteld. Elia heeft deze gecorrigeerd en verduidelijkt.

83. De CREG merkt op dat in de definities van parameters die een vermogen of een energiehoeveelheid uitdrukken, niet consequent de eenheid (MW, MWh...) vermeld wordt. De CREG stelt voor dat Elia dit aanvult in de finale versie van het goedgekeurde Voorstel alvorens deze te publiceren.

84. Zoals ook opgemerkt in Beslissing (B)2058, paragraaf 146, merkt de CREG op dat de opgenomen definitie van het 'Elia-net', namelijk:

"Het elektriciteitsnet waarvan Elia het eigendomsrecht of ten minste het gebruiks- en exploitatierecht bezit en waarvoor Elia is aangewezen als systeembeheerder"

ruimer is dan het federaal gereguleerd transmissienet en ook delen van het transmissienet omvatten die onder de gewestelijke regulatoire bevoegdheid vallen.

De CREG verduidelijkt dat onderhavige CREG beslissing zich uitsluitend uitspreekt over de toepassing van deze T&C OPA op het federaal gereguleerd transmissienet en de technische eenheden die rechtstreeks dan wel via een GDSB hierop zijn aangesloten.

85. De CREG stelt vast dat nieuwe parameters werden geïntroduceerd en gedefinieerd, zoals 'DP_Pmax_inj', 'DP_Pmin_inj', 'DP_Pmax_off' en 'DP_Pmin_off', die de soms verwarrende parameters en definities in de voorgaande T&C OPA vervangen. De CREG is van mening dat Elia gevolg gegeven heeft aan de opmerking van de CREG in Beslissing (B)2058, paragraaf 149, om bij een herziening van de T&C OPA de termen duidelijker te definiëren.

4.3.3. Artikel II.2: Voorwaarden voor de OPA

86. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

87. Het Voorstel voorziet in artikel II.2.2 de mogelijkheid om een andere partij dan de BRP aan te stellen als OPA. Hoewel het Voorstel in artikel II.2.1. nog steeds voorziet dat standaard de BRP van het betrokken toegangspunt de OPA-rol opneemt, kan op basis van artikel II.2 van het Voorstel dus van afgeweken worden. De voorwaarde voor het aanstellen van een derde partij als OPA is echter op basis van artikel II.2.3. de ondertekening van een OPA/BRP Opt-Out Akkoord overeenkomstig het model in Bijlage 2 van het Voorstel.

De CREG stelt vast dat de introductie van artikel II.2.2 en II.2.3 een splitsing van de rol van BRP en OPA mogelijk maakt, conform aan artikel 124 van de gedragscode elektriciteit. De CREG verwelkomt dit gezien de noodzaak van de splitsing van de rollen BRP, OPA en SA om marktbarrières weg te nemen.

De CREG stelt evenwel vast dat de formulering in artikel II.2.3., met name 'om de BRP te ontlasten' suggereert dat de BRP expliciet voordeel moet halen uit de nieuwe rolverdeling. De CREG is niet overtuigd dat deze toevoeging wenselijk of noodzakelijk is, ook niet in deze overgangsfase van iCAROS fase 1. De CREG vraagt dat Elia deze toevoeging schrapt van het goedgekeurd Voorstel alvorens Elia overgaat tot publicatie ervan op haar website .

88. De CREG vraagt daarnaast dat Elia in het kader van iCAROS fase 2 maximaal inzet op het faciliteren van de splitsing van de rollen BRP, OPA en SA om marktbarrières – al dan niet impliciet – weg te nemen. De CREG verwijst hiervoor naar de algemene opmerkingen van FEBEG en Centrica in antwoord op de publieke raadpleging met betrekking tot de splitsing van de rollen.

4.3.4. Artikel II.3: Voorwaarden voor leveringspunten

89. FEBELIEC dringt erop aan om in het kader van iCAROS fase 2 duidelijker te definiëren op welk niveau de OPA van een verbruiksinstallatie de relevante informatie dient te verschaffen. Het document stelt de vereiste voor gegevensuitwisselingen op niveau van de Technical Facility, maar op basis van de definitie van een Technical Facility is het niet duidelijk of dit dan wel op site niveau, of niveau van een individuele installatie of asset ...) bedoeld wordt. Een duidelijk begrip van de vereiste granulariteit is noodzakelijk, zeker voor industriële verbruikers.

Elia verwelkomt deze feedback ter verbetering en bevestigt dat de granulariteit van data-uitwisseling voor verbruiksinstallaties met marktpartijen zal worden besproken en uitgewerkt in het kader van iCAROS fase 2. De CREG gaat hiermee akkoord.

90. De CREG stelt vast dat in artikel II.3.1 voor de verplichting tot deelname aan de niet-beschikbaarheidsplanning verwijst naar "Technical Facility", zonder onderscheid te maken tussen elektriciteitsproductie-eenheden, energieopslagfaciliteiten en verbruiksinstallaties. Echter, in Overweging (2) van het Voorstel geeft Elia aan dat transmissiegekoppelde verbruiksinstallaties in iCAROS fase 1 geen OPA-contract dienen te ondertekenen. Ook in artikel II.3.2 wordt geen onderscheid gemaakt tussen elektriciteitsproductie-eenheden/energieopslagfaciliteiten en verbruiksinstallaties. Ook daar is het onderscheid echter zowel wettelijk als praktisch relevant gezien de SOGL en de gedragscode voor beide categorieën differentiëren.

Daarnaast stelt de CREG vast dat niet naar de overgangsbepaling in artikel 230 van de gedragscode elektriciteit gerefereerd wordt, wat in artikelen II.3.1 en II.3.2 evenwel noodzakelijk is.

Tenslotte merkt de CREG op dat voor de uitwisseling van prognosegegevens (waaronder de geplande onbeschikbaarheid) van transmissiegekoppelde elektriciteitsproductie-eenheden van type B, C of D verwezen moet worden naar artikel 46 van SOGL in plaats van artikel 49 van SOGL.

De CREG vraagt dat Elia het voorstel van artikelen II.3.1 en II.3.2. verbetert, rekening houdende met bovenstaande opmerkingen, alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

91. Tenslotte stelt de CREG vast dat in de Nederlandstalige versie en in de Franstalige versie van de T&C OPA in artikel II.3.9 naar de SA verwezen wordt. De CREG gaat ervan uit dat – in lijn met de Engelstalige versie – hier een verwijzing naar de OPA bedoeld wordt.

De CREG vraagt om dit in de Nederlandstalige versie en in de Franstalige versie te corrigeren, alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

4.3.5. Artikel II.4: Communicatietest

92. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

93. De CREG stelt vast dat in de Nederlandstalige versie van het Voorstel in artikel II.4.2 naar het SA-contract verwezen wordt. De CREG gaat ervan uit dat – in lijn met de Franstalige en Engelstalige versie – dit het OPA-contract moet zijn.

De CREG vraagt om dit in de Nederlandstalige versie te corrigeren, alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

4.3.6. Artikel II.5: Listed procedure

94. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

95. De CREG heeft geen specifieke opmerkingen op dit artikel. De CREG verwijst evenwel naar de algemene opmerking van de CREG in paragraaf 80 van huidige beslissing, i.e. de vraag om in een eerstkomend voorstel tot wijziging van de T&C OPA de doorgevoerde vereenvoudiging van de terminologie en procedures voor de niet-beschikbaarheidsplanning vanaf 18:00 Week W-1 tot reële tijd, beschreven onder de noemer “Beschikbaarheidsplan” en uitgewerkt in artikel II.9 en bijlage 4.E, ook uit te breiden naar de procedures Listed, Revision, Stand-by en Ready-to-Run.

4.3.7. Artikel II.6: Revision procedure

96. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd. Ook de CREG heeft geen specifieke opmerkingen en verwijst naar de algemene opmerking in paragraaf 80 van huidige beslissing

4.3.8. Artikel II.7: Stand-by procedure

97. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

De CREG stelt vast dat de Excel-tabel “Model 1: Prognose” in bijlage 4.C dat een modelbijlage is voor de communicatie van de beschikbaarheidsstatus van de stand-by procedure, de door de OPA in te vullen velden “Peak Injection/Offtake (MW)” en “Peak Forecast Load [MW]” bevat. Naar deze parameters wordt evenwel in artikel II.7 niet verwezen.

De CREG vraagt dat Elia dit verduidelijkt alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

Tenslotte verwijst naar de algemene opmerking in paragraaf 80 van huidige beslissing.

4.3.9. Artikel II.8: Ready-to-run procedure

98. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen geformuleerd.

De CREG stelt vast dat de Excel-tabel “Model 1: Prognose” in bijlage 4.D dat een modelbijlage is voor de communicatie van de beschikbaarheidsstatus van de ready-to-run procedure, een door de OPA in te vullen veld “Power Injection/Offtake (MW)”, een door de TSO in te vullen veld “Pmin” en “Pmax” en een algemeen veld “(Off-Peak) Forecast Load [MW]” bevat. Naar deze parameters wordt evenwel in artikel II.8 niet verwezen.

De CREG vraagt dat Elia dit verduidelijkt alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

Tenslotte verwijst naar de algemene opmerking in paragraaf 80 van huidige beslissing.

4.3.10. Artikel II.9 : Beschikbaarheidsplan

99. Elia heeft in artikel II.9.1. van het Voorstel gevolg gegeven aan de vraag van FEBEG om de ter beschikkingstelling van het Beschikbaarheidsplan voor week W aan te passen van D-7 naar dinsdag 18:00 in Week W-1. Op die manier sluit de start van het Beschikbaarheidsplan aan bij het eind van de ready-to-run procedure. De CREG verwelkomt deze verbetering en gaat hiermee akkoord.

100. Elia geeft in artikel II.9.10 van het Voorstel gevolg aan de opmerking van FEBEG betreffende de impact van een lead-time van maximaal 24u op de beschikbaarheidsstatussen in Dag D+1 en Dag D+2. Elia voegt toe dat een wijzigingsverzoek voor dag D ontvangen vóór 10u in Dag D-1, uiterlijk vóór 10u in Dag D-1 zal worden goedgekeurd of afgekeurd. De CREG is van mening dat dit een belangrijke verbetering betreft en gaat hiermee akkoord.

101. Elia bevestigt op vraag van BOP dat wijzigingsverzoeken van het Beschikbaarheidsplan mogelijk zijn tot de RD GCT zoals voorzien in artikel II.9.7 van het Voorstel, i.e. 45 minuten voor reële tijd. Zo dicht bij reële tijd verwacht Elia evenwel voornamelijk verzoekwijzigingen met betrekking tot het verlengen of inkorten van reeds vooraf geplande onbeschikbaarheden. Elia bevestigt dat ook dan de validatie zal gebeuren 30 minuten voor het begin van het betreffende kwartier zoals voorzien in artikel II.9.10 van het Voorstel. De CREG heeft hier geen opmerkingen op.

102. BOP stelt vast dat artikel II.9.10 voorziet dat Elia elk verzoek van wijziging van het beschikbaarheidsplan na de Dinsdag Week W-1 om 18:00, i.e. het einde van de ready-to-run procedure, handmatig dient goed te keuren of af te keuren. BOP merkt op dat een dergelijke timing mogelijks zinvol is voor conventionele elektriciteitsproductie-eenheden maar voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden niet geschikt is. BOP onderstreept dat zeker voor offshore de planning van onderhoudswerken ten vroegste in Dag D-3 (of zelfs Dag D-2) bevestigd wordt, met de finale Go/No-go beslissing op Dag D-1 afhankelijk van de weervoorspellingen. De voorgestelde aanpak zou voor weersafhankelijke eenheden dus aanleiding geven tot veelvuldige wijzigingsverzoeken en dus ook veelvuldige handmatige validaties door Elia.

103. Om de procedure geschikt te maken voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, suggereert BOP om voor deze eenheden te voorzien dat de beschikbaarheidsplannen automatisch gewijzigd kunnen worden zonder een handmatige validatie (bijvoorbeeld tot D-1 10:00) of wanneer de impact van een wijziging verwacht wordt onder een bepaalde threshold (bv 350 MW zijnde de capaciteit van een offshore kabel) of een combinatie van beiden; wat ook de werklast aan Elia-zijde zou verminderen.

104. Elia antwoordt hierop dat Elia een overzicht dient te behouden over alle aanpassingen van beschikbaarheidsstatus om de operationele veiligheid van het net te waarborgen. Elia plant immers de onderhoudswerken op het Elia-net in functie van de beschikbaarheidsstatus van de technische faciliteiten van de netgebruikers.

105. Daarnaast formuleert BOP de bezorgdheid dat het Voorstel geen garanties geeft naar de marktpartijen toe dat:

- Elia een wijzigingsverzoek zo snel mogelijk ('best effort') zal behandelen;
- Elia een wijzigingsverzoek enkel zal weigering in het geval van serieuze netwerkproblemen die niet met andere marktgebaseerde maatregelen kan worden opgelost;
- Elia in het geval van een weigering van een wijzigingsverzoek, deze zal onderbouwen.

BOP begrijpt dat Elia de intentie heeft om dit effectief zo toe te passen en besluit dat het dus geen probleem kan zijn om deze elementen te formaliseren in de T&C OPA.

106. In haar antwoord bevestigt Elia dat Elia:

- zo snel mogelijk en ten laatste 24u na de aanvraag het wijzigingsverzoek zal valideren,
- de validatie zal uitvoeren op basis van de bepalingen in artikel 6.5 en artikel 4 van de regels voor coördinatie en congestiebeheer,
- de reden voor een eventuele weigering in haar boodschap aan de OPA zal bezorgen,

en geeft Elia aan om deze elementen van het voorstel van de T&C OPA te expliciteren.

De CREG stelt vast dat Elia deze aanpassingen in artikel II.9.10 van het voorstel van de T&C OPA heeft doorgevoerd, maar evenwel de verwijzing naar de specifieke artikelen 6.5 en 4 van de regels van coördinatie en congestiebeheer ontbreken.

De CREG vraagt dat Elia de verwijzing naar de specifieke artikelen in de regels voor coördinatie en congestiebeheer opneemt alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

107. De CREG heeft begrip voor de geschetste noden van zowel BOP als van Elia.

De CREG verwacht dat de toepassing van de voorgestelde procedure voor weersafhankelijke elektriciteits-productie-eenheden in principe vlot kan verlopen en dat Elia de handmatige validaties snel zal kunnen doorvoeren.

Immers, voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden is voor de compatibiliteitscontrole van de onbeschikbaarheidsplanning enkel artikel 4.2.i. van de regels voor coördinatie en congestiebeheer relevant, met name de afstemming van het onderhoud van de netelementen met de beschikbaarheidsstatussen van de Technische Units. De criteria opgesomd in 4.2.ii. die de beschikbaarheidsvereisten bepalen van coördineerbare eenheden in het kader van balanceringsdiensten, hersteldiensten en schaarsterisico; zijn niet van toepassing voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden en dienen dus niet geëvalueerd te worden. Bijgevolg gaat de CREG ervan uit dat Elia voor weersafhankelijke eenheden enkel een wijzigingsverzoek van status “onbeschikbaar” naar status “beschikbaar” kan weigeren, aangezien Elia bij de planning van de onderhoudswerken niet op de beschikbaarheid van weersafhankelijke eenheden kan rekenen. De casus waarbij dus onderhoudswerken aan een offshore windpark niet zouden kunnen doorgaan omwille van een weigering van Elia van een wijziging van de status beschikbaar naar onbeschikbaar, zou zich dus a priori niet mogen voordoen.

Gegeven bovenstaande analyse, verwacht de CREG dus dat de toepassing van de voorgestelde procedure in praktijk weinig of geen negatieve impact zal hebben voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden ten opzichte van de huidige situatie die – op basis van bilateraal overleg met BOP hierover – positief wordt onthaald. De CREG sluit evenwel niet uit dat de procedure nog verbeterd kan worden op basis van praktijkervaring.

De CREG vraagt dat Elia de door BOP voorgestelde pistes ter verbetering evalueert en voorbereidt in het kader van iCAROS fase 2 indien de noodzaak hiervan door marktpartijen en/of Elia wordt geïdentificeerd.

108. De CREG onderstreept akkoord te gaan met de expliciete bepaling dat Elia in haar boodschap aan de OPA de reden voor een eventuele weigering bezorgt. Rekening houdende met het feit dat dit voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden uitsluitend het gevolg kan zijn van een onverenigbaarheid met de geplande onderhoudswerken aan het Elia-net, vraagt de CREG dat Elia de naam van het netwerkelement in onderhoud in haar motivering naar de aanvrager toe expliciet vermeldt. Deze motivering kan aansluitend door de OPA geverifieerd worden op basis van de publicatie

van de onbeschikbaarheden van netelementen op de Elia-website, tenminste voor wat het 220/380kV-niveau betreft⁵.

109. De publicatie van de geplande onbeschikbaarheden van netelementen voor Week W-1 kan dus beschouwd worden als een relevante input voor de OPA. Het tijdig informeren van marktpartijen over de geplande onbeschikbaarheden van netelementen op spanningsniveaus lager dan 220 kV en 380 kV en die vandaag reeds gepubliceerd worden, is dus een mogelijke piste tot verbetering van de transparantie die de rol van de OPA kan faciliteren.

De CREG vraagt dat Elia deze opmerking in overweging neemt in voorbereiding van iCAROS fase 2.

110. Wat betreft de publicatie van een CRI-indicator in Week W-1 in het kader van de onbeschikbaarheidsplanning, gaat de CREG akkoord met Elia dat deze normaalgezien nog niet van goede kwaliteit zal zijn om punctuele congestierisico's in te schatten. Bovendien, op basis van de validatiecriteria die Elia dient te hanteren in de compatibiliteitsprocedure opgenomen in artikel 4 van de regels voor coördinatie en congestiebeheer, zijn congestieproblemen a priori niet relevant bij de validatie van wijzigingsverzoeken van de beschikbaarheidsstatus – tenzij ze gelinkt zijn aan geplande onbeschikbaarheden op het Elia-net.

111. In antwoord op de vraag van FEBEG waarom in artikel II.9.11 van het Voorstel met betrekking tot het indienen van een beschikbaarheidsstatus T (testing) nog een verwijzing naar een verzoek per e-mail voorkomt, verduidelijkt Elia dat de e-mail communicatie gelinkt is aan het indienen van een testplan. De goedkeuring van een testplan moet vooraf gebeuren, i.e. voor de procedure Beschikbaarheidsplan en dus voor de externe communicatielayer (ECL) beschikbaar is. De CREG verwelkomt de verduidelijking en heeft hier geen opmerkingen op.

4.3.11. Artikel II.10: Consistentiecontrole van gegevens

112. Marktpartijen hebben tijdens de publieke consultatie over het Voorstel betreffende een controle op de volledigheid en consistentie van de gegevens met mogelijke financiële gevolgen, zowel gereageerd op het principe als op de modaliteiten.

113. De CREG gaat akkoord met het voorstel van Elia om een controle uit te voeren over de volledigheid en consistentie van de gegevens zoals uitgelijnd in Artikel II.13 van het Voorstel.

De CREG is van mening dat dergelijke controle noodzakelijk is voor netveiligheid. De monitoring en rapportering hierrond is bovendien een noodzakelijke input voor de evaluatie of de voorziene processen voor gegevensuitwisseling en definities van de verantwoordelijkheden van de verschillende betrokken partijen, adequaat en duidelijk is.

114. De CREG is evenwel van mening dat Artikel II.10 van het Voorstel niet volledig is voor wat het operationele niveau betreft. Het is niet duidelijk welke middelen Elia zal inzetten om de SA en de OPA te informeren over een inconsistentie, wat Elia dicht bij reële tijd zal doen wanneer vastgesteld wordt dat de inconsistentie tussen OPA en SA gegevens niet werd verholpen, en welke waarde Elia dan uiteindelijk als basis zal gebruiken in haar systeembeheersprocessen.

De CREG vraagt dat deze aanpassing tot verduidelijking dient te gebeuren ten laatste wanneer Elia een nieuw voorstel voor iCAROS fase 2 bij de CREG zal indienen voor goedkeuring.

⁵ <https://www.elia.be/nl/grid-data/transmissie/onbeschikbaarheid-van-netelementen-380-220-kv>

115. De opmerkingen met betrekking tot de invoering van een prikkel bij niet-consistente gegevens wordt in paragrafen 117 tot en met 121 van huidige beslissing behandeld. De verwijzingen naar prikkels en boetes in Artikel II.10 van het Voorstel dienen geschrapt te worden in lijn met paragraaf 121 van huidige beslissing.

4.3.12. Artikel II.11: Vergoeding voor wijzigingen in de beschikbaarheidsstatus

116. BOP formuleert de opmerking dat het niet duidelijk is hoe de vergoeding waarnaar verwezen in artikel II.9.9 en II.11.3 gebeurt. Meer bepaald lijkt het alsof Elia een vergoeding kan vragen voor een wijzigingsverzoek door de OPA maar dat een OPA niet vergoed kan worden bij een weigering van een wijzigingsverzoek door Elia. BOP is van mening dat dit een eenzijdige aanpak is, zeker gegeven dat de onbeschikbaarheidsplanning voor offshore windparken in de tijdshorizon van de procedure 'Beschikbaarheidsplan' gebeurt.

In haar antwoord verduidelijkt Elia dat de partij die een wijzigingsverzoek vraagt van een eerder overeengekomen beschikbaarheidsstatus, de eventuele kosten geïnduceerd bij de andere partij (als deze de wijziging wordt accepteert) dient te vergoeden. Een late wijziging aan de zijde van de OPA kan kosten induceren bij Elia omwille van onderhoudswerken-gerelateerde kosten.

De CREG gaat akkoord met het antwoord van Elia. De CREG verwijst evenwel ook naar de behandeling van de opmerkingen van BOP onder artikel II.9, i.e. paragrafen 101 tot 110 van huidige beslissing.

4.3.13. Artikel II.12 Prikkels in verband met de consistentiecontrole van gegevens

117. Elia stelt een 'prikkel' voor van 200€ voor elke dag waarbij de finale gegevens bekomen van de OPA en de SA inconsistent zijn (evenwel met een uitzondering van de eerste 3 foutieve dagen op jaarbasis). De prikkel zou worden toegepast voor zowel de OPA als de SA indien het verschillende partijen betreft (twee maal 200€), of voor de OPA/SA indien het dezelfde partij betreft (éénmaal 200€).

118. Elia verwijst voor de toepassing van prikkels naar Artikel 55 van SOGL en artikel 74 van CACM als basis voor de introductie van prikkels voor 1) de activeringscontrole; 2) terugkeer naar Dagelijks programma; 3) consistentie gegevens.

Artikel 55 van de SOGL meldt:

Taken van TSB's ten aanzien van systeembeheer

Elke TSB is verantwoordelijk voor de operationele veiligheid van zijn regelzone en zorgt met name voor het volgende:

a) ontwikkelen en toepassen van netwerkbeheertools die relevant zijn voor zijn regelzone en verband houden met realtimebeheer en operationele planning;

b) ontwikkelen en toepassen van tools voor het voorkomen en herstellen van storingen;

c) gebruikmaken van de diensten van derden, indien van toepassing via aanbestedingen, zoals redispatching of compensatiehandel, congestiebeheersdiensten, productiereserves en andere ondersteunende diensten;

d) zich houden aan het indelingssysteem voor incidenten dat overeenkomstig artikel 8, lid 3, onder a), van Verordening (EG) nr. 714/2009 is vastgesteld door het ENTSB voor elektriciteit en bij het ENTSB voor elektriciteit de informatie indienen die vereist is voor het op stellen van het indelingssysteem voor incidenten, en

e) op jaarbasis bijhouden in hoeverre de krachtens a) en b) vastgestelde netwerkbeheertools passend zijn voor handhaving van de operationele veiligheid. Elke TSB stelt vast welke verbeteringen van die netwerkbeheertools noodzakelijk zijn, met inachtneming van de jaar verslagen die door het ENTSB voor elektriciteit zijn opgesteld op basis van het indelingssysteem voor incidenten overeenkomstig artikel 15. Eventuele vastgestelde verbeteringen worden vervolgens door de TSB aangebracht.

De CREG leest nergens iets over prikkels die opgelegd kunnen worden aan een OPA, meer zelfs artikel 55 somt de taken van een TSB -Elia- op.

Artikel 74 van de CACM stelt dat:

Kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel

1. Binnen een termijn van 16 maanden nadat het besluit betreffende de capaciteitsberekenningsregio's is genomen, ontwikkelen alle TSB's in elke capaciteitsberekenningsregio een voorstel voor een gemeenschappelijke kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel.

2. De kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatie handel omvat kostendelingsoplossingen voor acties van grensoverschrijdende relevantie.

3. De kosten voor redispatching en compensatiehandel die in aanmerking komen voor kostendeling tussen de desbetreffende TSB's worden op een transparante en controleerbare wijze vastgelegd.

4. De kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatie handel omvat minimaal de volgende aspecten:

a) bepaling welke kosten, opgelopen door het gebruik van remediërende maatregelen waarvan de kosten in het kader van de capaciteitsberekening in rekening zijn gebracht en waarvoor een gemeenschappelijk kader voor het gebruik van dergelijke maatregelen is vast gesteld, in aanmerking komen voor kostendeling tussen alle TSB's van een capaciteitsberekenningsregio overeenkomstig de in de artikelen 20 en 21 uiteengezette capaciteitsberekenningsmethodologie;

b) bepaling welke kosten, opgelopen door het gebruik van redispatching of compensatiehandel om de vastheid van de zoneoverschrijdende capaciteit te waarborgen, in aanmerking komen voor kostendeling tussen alle TSB's van een capaciteitsberekenningsregio overeenkomstig de in de artikelen 20 en 21 uiteengezette capaciteitsberekenningsmethodologie;

c) vaststelling van regels voor regionale kostendeling als bepaald overeenkomstig a) en b).

5. De overeenkomstig lid 1 ontwikkelde methodologie omvat:

a) een mechanisme om de feitelijke behoefte aan redispatching of compensatiehandel tussen de betrokken TSB's te verifiëren;

b) een mechanisme om achteraf het gebruik te monitoren van remediërende maatregelen met kosten;

c) een mechanisme om het effect van de remediërende maatregelen te evalueren, gebaseerd op de operationele veiligheid en op economische criteria;

d) een procedure die een verbetering van de remediërende maatregelen mogelijk maakt;

e) een procedure die de monitoring van elke capaciteitsberekennings regio door de bevoegde regulerende instanties mogelijk maakt.

6. De overeenkomstig lid 1 ontwikkelde methodologie:

a) zorgt tevens voor stimulansen om congestie te beheren, inclusief remediërende maatregelen, en stimuli om op effectieve wijze te investeren;

b) is consistent met de verantwoordelijkheden en aansprakelijkheden van de betrokken TSB's;

c) zorgt voor een billijke verdeling van kosten en baten tussen de betrokken TSB's;

d) is consistent met andere betrokken mechanismen, onder meer minimaal:

i) de in artikel 73 uiteengezette methodologie voor het delen van congestie-inkomsten;

ii) het tussen de TSB's geldende compensatiemechanisme, als uiteengezet in artikel 13 van Verordening (EG) nr. 714/2009 en Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie;

e) vergemakkelijkt de efficiënte langetermijnontwikkeling en -werking van het pan-Europese geïnterconnecteerde systeem en de efficiënte werking van de pan-Europese elektriciteitsmarkt;

f) vergemakkelijkt de inachtneming van de algemene beginselen voor het congestiebeheer als uiteengezet in artikel 16 van Verordening (EG) nr. 714/2009;

g) maakt een redelijke financiële planning mogelijk;

h) is verenigbaar met de verschillende tijdsbestekken voor day-ahead- en intradaymarkten, en i) voldoet aan de beginselen van transparantie en niet-discriminatie.

7. Uiterlijk op 31 december 2018 hebben alle TSB's van elke capaciteitsberekeningsregio zoveel mogelijk de methodologieën voor het verdelen van de kosten van redispatching en compensatiehandel, toegepast binnen hun respectieve capaciteitsberekeningsregio's, verder geharmoniseerd tussen de regio's.

Artikel 74, CACM vindt evenmin toepassing op de T&Cs OPA. Het betreft hier een bepaling dat een kostendelingsmethodologie voor redispatching en compensatiehandel inhoudt van toepassing tussen TSO's. M.a.w. de OPA komt hier niet aan te pas.

119. De CREG wijst erop dat ook het Belgische wettelijke kader niet in de toepassing van prikkels in de T&C SA en T&C OPA voorziet. De gedragscode elektriciteit voorziet enkel in de mogelijkheid tot een schadebeding.

Bijgevolg kan de CREG de toepassing van prikkels in de T&C OPA niet goedkeuren.

120. De CREG evalueert hierna de voorgestelde 'prikkel' om na te gaan welk effect ze beoogt. Specifiek gaat de CREG na of ze mogelijks uitsluitend de neutralisatie van potentiële baten bij een niet-respecteren van de gevraagde acties beoogt (i.e. een verrekening), ofwel een door Elia aangetoond schadebedingend karakter heeft.

121. FEBELIEC begrijpt de aanpak van Elia om penaliteiten toe te kennen aan beide partijen, gezien het moeilijk is voor Elia om na te gaan of de OPA dan wel de SA verantwoordelijk is voor de inconsistentie. Hoewel FEBELIEC het uitvoeren van controles ondersteunt, mag volgens FEBELIEC een inconsistentie, dat niet het gevolg is van een nalatigheid van de SA of de OPA, gepenaliseerd worden. Ook FEBEG vraagt om geen niet-gerechtigde administratieve boetes op te leggen wanneer de OPA/SA kunnen aantonen correct gehandeld te hebben.

Als antwoord op de opmerking van FEBELIEC en FEBEG bevestigt Elia dat de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens werd geïntroduceerd om de splitsing van de rollen OPA en SA te ondersteunen en te verzekeren dat de correcte gegevens aan Elia worden bezorgd om de operationele veiligheid van het net te vrijwaren. In het geval van een inconsistentie tussen de data geleverd door de OPA en de SA, is een correctie van die data door de OPA en de SA mogelijk. Dit correctieproces wordt

gefaciliteerd door het verzenden van notificaties door Elia zodra de inconsistentie wordt gedetecteerd. Uitsluitend inconsistenties die niet door de OPA en/of SA werden verbeterd, zullen leiden tot een prikkel. Elia heeft alles in het werk gesteld om verbeteringen te triggeren in het geval van inconsistenties en met een penaliteit als laatste redmiddel om goede data te bekomen.

De CREG aanvaardt het gegeven antwoord van Elia niet. Ten eerste stelt de CREG vast dat de woordkeuze van 'prikkel' hier niet op zijn plaats is, maar dat het eerder gaat om een soort administratieve boete. De CREG merkt op dat een juridische basis voor het opleggen van administratieve boetes in de T&C SA en de T&C OPA ontbreekt.

Een bijkomend pijnpunt is dat ook een partij die niet verantwoordelijk is voor de geïdentificeerde inconsistentie, beboet kan worden. Elia geeft immers aan niet te kunnen nagaan welke van beide partijen aan de oorzaak ligt van de inconsistentie tussen de ontvangen gegevens.

Daarnaast geven marktpartijen aan dat uitsluitend gevallen van nalatigheid aanleiding zouden mogen geven tot een dergelijke administratieve boete, wat in praktijk echter niet eenvoudig te verifiëren is.

Tenslotte is het voor de CREG niet duidelijk wat Elia in de praktijk zal doen indien – ondanks verschillende notificaties – de inconsistentie niet opgelost wordt, en hoe op operationeel niveau de netveiligheid wordt gehandhaafd. De CREG is van mening dat het Voorstel op dit punt niet volledig is (zie ook paragraaf 42 van huidige beslissing). Het betalen van een geldsom lost de vastgestelde inconsistentie niet op.

De huidige T&C SA en T&C OPA, goedgekeurd door de CREG in resp. beslissingen (B)2057 en (B)2058 zijn volgens de CREG op dit punt veel duidelijker, i.e. Overweging (19) van de goedgekeurde T&C SA stipuleert dat bij inconsistentie tussen de OPA en de SA gegevens, de OPA gegevens voorrang krijgen. De CREG beweert niet dat dit principe noodzakelijk behouden moet blijven in de toekomst, maar is van mening dat zolang een duidelijke beschrijving van de verantwoordelijkheden en de procedures voor gegevensuitwisselingen tussen de verschillende rollen, noodzakelijk om de splitsing van de rollen mogelijk te maken, ontbreken, de huidige wijzigingen geen verbetering inhouden, in tegendeel. De voorgestelde administratieve boete zal hier niet structureel aan verhelpen.

De CREG keurt bijgevolg artikel II.12 met betrekking tot de prikkels in verband met de consistentiecontrole van gegevens niet goed.

De CREG vraagt dat Elia alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel de nodige aanpassingen in de verschillende artikelen van het OPA-contract doorvoert rekening houdende met wat voorafgaat.

4.3.14. Artikel II.13 Facturatie en betaling

122. Elia heeft per mail van 12 februari 2024, de CREG op de hoogte gebracht van een aantal materiële fouten die in dit artikel binnengeslopen zijn. In het mailbericht werd de verbeterde versie toegevoegd. Elia bevestigt dat de aanpassingen geen inhoudelijke wijzigingen introduceren.

De CREG heeft de door Elia ingediende gecorrigeerde versie in Bijlage 3 van huidige beslissing toegevoegd. De wijzigingen zijn aangeduid in track changes.

De CREG heeft verder geen opmerkingen op de voorgestelde correcties en keurt de wijzigingen van artikel II 16 goed.

De CREG vraagt dat Elia deze correcties doorvoert alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel, inclusief deze ten gevolge van de gevraagde aanpassingen genoemd in paragraaf 121, van huidige beslissing.

4.3.15. Bijlagen

123. Marktpartijen hebben in het kader van de publieke raadpleging geen specifieke opmerkingen over de bijlages geformuleerd.

De CREG heeft enkele opmerkingen betreffende Bijlage 4 van het Voorstel getiteld 'Informatie-uitwisseling'. De CREG verwijst hiervoor ten eerste naar de opmerkingen geformuleerd in paragraaf 95, 97 en 98 van huidige beslissing. Ten tweede vraagt de CREG dat Elia in Bijlage 4, punt 4.F 'Transparantie' de specifieke artikelen van de regels van coördinatie en congestiebeheer, waarnaar verwezen voor de publicatie van de onbeschikbaarheidsplanning, specificeert.

Betreffende Bijlage 6 van het Voorstel merkt de CREG ten slotte op dat de categorieën genoemd in de imputatiestructuur niet onmiddellijk gelinkt kunnen worden aan de termen gebruikt elders in het contract. De CREG vraagt dat Elia de gebruikte termen in Bijlage 6 verduidelijkt.

De CREG vraagt dat Elia de hierboven gevraagde aanpassingen doorvoert alvorens Elia overgaat tot publicatie op haar website van het goedgekeurde Voorstel.

5. BESLISSING

Met toepassing van artikel 3 §1 van de gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer, keurt de CREG het voorstel van Elia Transmission Belgium N.V. betreffende de Voorwaarden voor de Verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning ingediend per brief van 30 oktober 2023, goed, met uitzondering van artikel II.12 met betrekking tot de prikkels in verband met de volledigheds- en consistentiecontrole van gegevens, bedoeld in paragraaf 121 van deze beslissing.

Vervolgens wordt aan Elia Transmission Belgium N.V. gevraagd om alvorens over te gaan tot publicatie op haar website van het goedgekeurd voorstel betreffende de Voorwaarden voor de Verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning gevolg te geven aan de opmerkingen geformuleerd in de paragrafen 73, 87, 90, 91, 93, 97, 98, 106, 115, 121, 122 en 123 van huidige beslissing. Deze verbeterde versie dient ook aan de CREG te worden meegedeeld voor publicatie op de website van Elia Transmission Belgium N.V.

Tot slot vraagt de CREG dat Elia bij een herziening van de Voorwaarden voor de Programma-Agent rekening houdt met de opmerkingen geformuleerd in paragrafen 80, 81, 88, 89, 107, 109 en 114 van huidige beslissing.

De goedgekeurde wijzigingen betreffende de Voorwaarden voor de Verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning ingediend per brief van 30 oktober 2023 treden in werking op datum van publicatie ervan op de website van Elia Transmission Belgium N.V..

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directeur

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1

Voorstel tot wijziging van de T&C OPA

23 oktober 2023 – Nederlandstalige, Franstalige en Engelstalige versie

BIJLAGE 2

Raadplegingsrapport betreffende onder meer de T&C OPA

23 oktober 2023 – Engelstalige versie

BIJLAGE 3

Aanpassingen aan de T&C SA en T&C OPA met betrekking tot facturatie

12 februari 2024 – Engelstalige versie