

Beslissing

van de VREG

met betrekking tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), het voorstel voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA), en het voorstel voor de regels van de coördinatie en het congestiebeheer – *Gecoördineerde beslissing*

Inhoud

I. Inleiding	3
I.1. Aanleiding en voorafgaand traject	3
I.2. Wettelijk kader	7
I.2.1. Europeesrechtelijk kader	7
I.2.2. Federaal regelgevend kader	12
I.2.3. Vlaams regelgevend kader	16
I.3. Voorwerp.....	22
II. Analyse en beoordeling.....	24
II.1. Huidige en toekomstige beoordelingsmarge VREG	24
II.2. Bevoegdheid van de VREG	25
II.2. Procedurele vereisten	26
II.3. Inhoudelijke vereisten.....	28
II.3.1 Conformiteit met Energiedecreet	28
II.3.2 Conformiteit met Energiebesluit.....	32
II.3.3 Conformiteit met art. IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV.....	35
Conclusie	40
Beschikkend gedeelte	42

I. Inleiding

I.1. Aanleiding en voorafgaand traject

- Procedurele aanleiding

Bij e-mail van 23 november 2023 liet Elia Transmission Belgium de VREG ter informatie weten dat hij op 30 oktober 2023 bij de CREG een dossier ter goedkeuring had ingediend betreffende het voorstel voor de modaliteiten en voorwaarden voor de Programma-Agent (hierna afgekort: “T&C SA”), het voorstel voor de modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (hierna afgekort: “T&C OPA”) en het voorstel van regels voor coördinatie en congestiebeheer (hierna afgekort: “de CC-regels”).

Via brief van 11 december 2023 werd het dossier ook ter goedkeuring bij de VREG voorgelegd.

Op vraag van de VREG organiseerde Elia daaropvolgend nog vier toelichtingssessies, en dit op 9 februari 2024, 16 februari 2024, 20 februari 2024 en 27 februari 2024. In het kader van deze toelichting werd onder meer nog een verklarende nota aan de VREG bezorgd. Deze verklarende nota maakt echter geen deel uit van de ter goedkeuring voorliggende documenten.

- Achterliggende inhoudelijke aanleiding en voorafgaand traject

Tot voor de inwerkingtreding van de Verordening (EU) 2017/1485 (hierna afgekort: “SOGL”)¹ in 2017 en de nationale omzetting ervan in het “KB houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe van 22 april 2019” (hierna: het “FTR van 22 april 2019”),² rustte de verplichting tot het uitwisselen van informatie betreffende de niet-beschikbaarheidsplanning en de programma’s en tot de deelname aan de coördinatie, enkel op elektriciteitsproductie-eenheden met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 25 MW die rechtstreeks dan wel via een gesloten distributiesysteem aan het transmissienet verbonden zijn (voordien gekend onder de term “CIPU-eenheden”). Vóór de inwerkingtreding van de T&C SA en T&C OPA - zoals goedgekeurd door de CREG in 2020 in haar beslissingen (B)2057³ en (B)2058⁴ - gebeurde de coördinatie van “CIPU-eenheden” in het kader van beschikbaarheidsplanning en congestiebeheer via niet-gereguleerde CIPU-contracten. De modaliteiten en voorwaarden van de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie van deze CIPU-eenheden maakten deel uit van het CIPU-contract dat door de BRP van de technische eenheid wordt ondertekend. Naast het klassieke CIPU-contract was er ook een specifiek CIPU-contract voor offshore windparken, het zogenaamde CIPU offshore-contract. Deze CIPU-contracten vormden het operationele kader voor de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie en zijn niet gereguleerd. [Bron: CREG]

¹ Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen, *Pb.L.* 25 augustus 2017, afl. 220, 1.

² KB 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, *BS* 29 april 2016.

³ CREG, Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA), (B)2057, te consulteren op: <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2057>.

⁴ CREG, Beslissing over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), (B)2058, te consulteren op: <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2058>.

De SOGL voerde de nieuwe begrippen “Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning” (hierna afgekort: “OPA”, verwijzend naar de *outage planning agent*) en “Programma-Agent” (hierna afgekort: “SA”, verwijzend naar de *scheduling agent*) in. De “Verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning” wordt daarbij door artikel 2 (87) gedefinieerd als: “*entiteit belast met de planning van de beschikbaarheidsstatus van een relevante elektriciteitsproductie-eenheid, een relevante verbruikersinstallatie of een relevant netelement*”. De “Programma-Agent” wordt op zijn beurt door artikel 2 (90) gedefinieerd als: “*entiteit of entiteiten die als taak hebben transmissiesysteembeheerders (hierna afgekort: “TSB’s”) of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma’s van marktdeelnemers*”. De SOGL legt ook op welke specifieke informatie naar de TSB moet worden verstuurd, en voor welke marktdeelnemers deze verplichte informatie-uitwisseling geldt. Deze verplichte informatie-uitwisseling heeft als doel om de TSB de nodige gegevens te verschaffen voor het uitvoeren van de veiligheidsanalyses en het waarborgen van de operationele veiligheid, en kadert bijgevolg in de context van congestiebeheer.

Het FTR van 22 april 2019 voorzag in artikel 377 in een overgangperiode om geleidelijk over te stappen van het huidige niet-gereguleerde CIPU-contract, naar een gereguleerd contractueel kader conform het Europese en het nationale wetgevende kader. Gedurende deze overgangperiode voorzag artikel 377 van het FTR van 22 april 2019 dat, ten eerste, enkel de zogenaamde CIPU-eenheden verplicht zijn tot deelname in de onbeschikbaarheidsplanning en de programmering en, ten tweede, neemt de BRP gedefinieerd in het toegangscontract van de CIPU-eenheid de OPA en SA verplichtingen op. [Bron: CREG]

Om de omzetting van het niet-gereguleerde operationele kader naar een gereguleerd kader te stroomlijnen, initieerde Elia in 2017 het iCAROS-project.⁵ 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. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

Voor de T&C OPA en T&C SA ziet 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 of meer 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. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

⁵ iCAROS - Integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security; <https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-balancing/task-force-icaros>.

De T&C SA en T&C OPA goedgekeurd door de CREG in 2020 in haar beslissingen (B)2057 en (B)2058, kadert in de eerste fase van het iCAROS-project. Het beoogt in de eerste plaats de omzetting te realiseren die nodig is om van het huidige 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. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

In de beslissingen (B)2057 en (B)2058 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 OPA als de rol SA kunnen tijdelijk nog door de BRP waargenomen worden.
- Volgende technische eenheden vrijgesteld zijn van verplichte deelname:
 - o 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);
 - o 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);
 - o 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).
- De procedures gekend onder het vroegere CIPU-contract behouden blijven. 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 onder meer de al dan niet verwachte slechte weersomstandigheden, verwerkt is. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

Het nieuwe voorstel van T&C SA, T&C OPA en regels kadert 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 artikel 240 en 243 van de Gedragscode elektriciteit.⁶ Na deze overgangperiode zullen de drie documenten

⁶ CREG, 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 verstreking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer. Inwerkingtreding: datum van publicatie op de website.

herzien worden met het oog op de uitbreiding van de verplichting tot het afsluiten van de contracten 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). Elke herziening zal gepaard dienen te gaan met een nieuwe openbare raadpleging en dient ter goedkeuring te worden voorgelegd aan de bevoegde regulatoren. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

In 2021 werden in het Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (hierna afgekort: “Energiedecreet”)⁷ bijkomende bepalingen opgenomen inzake congestiebeheer, specifiek gericht op het elektriciteitsdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Meer bepaald werd het algemene kader vastgelegd voor verplichte deelname aan flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer op deze netten. De nadere invullingen wat betreft enerzijds de categorieën van installaties waarvoor deze verplichte deelname geldt en de vergoeding, en anderzijds de toepassingsvoorwaarden, werden respectievelijk gedelegeerd aan de Vlaamse Regering en de VREG. In 2022 voorzag de Vlaamse Regering hiervoor bijkomende bepalingen in het Besluit van de Vlaamse Regering houdende algemene bepalingen over het energiebeleid (hierna afgekort: “Energiebesluit”).⁸ De invulling van de toepassingsvoorwaarden maakt deel uit van het lopende herzieningstraject van het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest (hierna afgekort: “TRPV”).⁹

Samenvattend zijn er twee trajecten – beide met hun eigen impact/klemtonen – die vereisten opleggen wat betreft de inhoud en implementatie van de T&C OPA, T&C SA en regels: enerzijds het traject toegespitst op het (lokaal) transmissienet, en anderzijds het traject toegespitst op het Vlaamse plaatselijk vervoernet van elektriciteit.

⁷ VI.Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid, *BS* 7 juli 2009.

⁸ VI.Besl. 19 november 2010 houdende algemene bepalingen over het energiebeleid, *BS* 8 december 2010.

⁹ VREG, Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit Vlaams Gewest van 29 mei 2020, *BS* 19 juni 2020.

I.2. Wettelijk kader

Onderstaande afdeling bespreekt het wettelijk kader dat van toepassing is op de drie ter goedkeuring voorgelegde documenten. Het kader is extensief gelet op het feit dat de rechtsgronden zich eerst en vooral situeren op Europees niveau en dit nadien is omgezet, zowel op federaal niveau als op gewestelijk niveau (en dit dus zowel binnen de Elektriciteitswet, het Energiedecreet, het Energiebesluit, de federale Gedragscode elektriciteit, als het Vlaams technisch reglement plaatselijk vervoernet). Hierna volgt een overzicht.

I.2.1. Europeesrechtelijk kader

Elektriciteitsrichtlijn 2019/944

Artikel 59 (10) van de Elektriciteitsrichtlijn¹⁰ bepaalt het volgende:

*“De regulerende instanties monitoren het congestiebeheer van de nationale elektriciteitssystemen, inclusief interconnectoren, en de uitvoering van de regels inzake congestiebeheer. Hiertoe leggen de **transmissiesysteembeheerders** of marktdeelnemers hun **regels inzake congestiebeheer**, inclusief de toewijzing van capaciteit, aan de regulerende instanties ter **goedkeuring** voor. De regulerende instanties mogen verzoeken om wijzigingen in deze regels.”*

De VREG monitort, als Vlaamse regulerende instantie, het lokaal congestiebeheer op het distributienet en het plaatselijk vervoersnet (zie de Afdeling V/1. “Flexibiliteit en aggregatie” en de Afdeling VII. “Investeringsplannen” van het Energiedecreet, alsook artikel 4.2.1 betreffende de technische reglementen). De CC-regels moeten bijgevolg aan de VREG ter goedkeuring voorgelegd worden.

Elektriciteitsverordening 2019/943

Artikel 2 (4) van de Elektriciteitsverordening¹¹ definieert congestie als volgt:

“congestie”: een situatie waarin niet aan alle verzoeken van marktdeelnemers betreffende handel tussen netgebieden kan worden voldaan, aangezien de fysieke stromen op de netelementen die niet in deze stromen kunnen voorzien daardoor in aanzienlijke mate zouden worden getroffen;

Artikel 2 (6) definieert dan weer structurele congestie:

“structurele congestie”: congestie in het transmissiesysteem die ondubbelzinnig kan worden gedefinieerd, voorspelbaar en in geografisch opzicht langdurig stabiel is alsmede herhaaldelijk onder normale elektriciteitssysteemomstandigheden voorkomt;

Artikel 13 van de Elektriciteitsverordening heeft betrekking op *redispatching* en bepaalt het volgende:

¹⁰ Richtl. (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU, *Pb.L.* 14 juni 2019, afl. 158, 125.

¹¹ Verord. (EU) 2019/943 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, *Pb.L.* 14 juni 2019, afl. 158, 54.

1. *Redispatching van productie en redispatching van vraagrespons is gebaseerd op objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Redispatching staat open voor alle productietechnologieën, energieopslag en alle vraagrespons, met inbegrip van deze die in andere lidstaten zijn gevestigde, tenzij dit uit technisch oogpunt niet haalbaar is.*

2. *De middelen waarop redispatching betrekking heeft, worden gekozen uit productie-, energieopslag- of verbruikersinstallaties die gebruikmaken van marktgebaseerde mechanismen; hiervoor vindt een financiële vergoeding plaats. Voor redispatching gebruikte balanceringsenergiebiedingen bepalen niet de prijzen voor balanceringsenergie.*

3. *Niet-marktgebaseerde redispatching van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover dat:*

- a) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is;*
- b) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;*
- c) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of*
- d) de actuele netsituatie leidt op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen, en de betrokken lidstaat heeft met het oog op het aanpakken van deze congesties een actieplan vastgesteld of zorgt ervoor dat minimaal beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel in overeenstemming is met artikel 16, lid 8 [...]*

7. *Wanneer niet-marktgebaseerde redispatching wordt gebruikt, wordt dit onderworpen aan financiële vergoeding door de systeembeheerder die om redispatching verzoekt aan de beheerder van de productie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie waarvoor redispatching plaatsvindt, behalve in het geval producenten die een aansluitovereenkomst hebben aanvaard waarin de vaste levering van energie niet is gewaarborgd. Dergelijke financiële vergoeding is ten minste gelijk aan het hoogste van de volgende elementen of een combinatie ervan indien het toepassen van uitsluitend het hoogste zou leiden tot een ongerechtvaardigd lage of een ongerechtvaardigd hoge vergoeding:*

- a) aanvullende exploitatiekosten als gevolg van redispatching, zoals aanvullende brandstofkosten in het geval van opwaartse redispatching, of back-up-warmtevoorziening in het geval van neerwaartse redispatching van elektriciteitsproductie-installaties die hoogrenderende warmtekrachtkoppeling gebruiken;*
- b) de netto-inkomsten van de verkoop van elektriciteit op de day-aheadmarkt die de elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallatie zou hebben geproduceerd zonder het verzoek om redispatching; wanneer financiële ondersteuning wordt verleend aan elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties op basis van het geproduceerde of verbruikte elektriciteitsvolume, wordt de financiële ondersteuning die zou zijn ontvangen zonder het verzoek om redispatching beschouwd als onderdeel van de netto-inkomsten*

Artikel 14 van de Elektriciteitsverordening stelt dat lidstaten alle nodige maatregelen moeten nemen om congestie aan te pakken.

Artikel 16 van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

Congestieproblemen van het netwerk worden aangepakt met niet-discriminerende, aan de markt gerelateerde oplossingen waarvan voor de marktdeelnemers en de betrokken

transmissiesysteembeheerders efficiënte economische signalen uitgaan. Netcongestieproblemen dienen te worden opgelost door middel van transacties losstaande methoden, met name methoden waarbij geen keuze tussen de contracten van afzonderlijke marktdeelnemers behoeft te worden gemaakt. Wanneer de transmissiesysteembeheerder operationele maatregelen treft om te waarborgen dat zijn transmissiesysteem in de normale toestand blijft, houdt hij rekening met het effect van deze maatregelen op aangrenzende regelzones en coördineert hij deze maatregelen met andere betrokken transmissiesysteembeheerders overeenkomstig Verordening (EU) 2015/1222.

Verordening (EU) 2017/1485

Algemeen

Artikel 5 (1) van de SOGL stelt vast dat de 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.*

Artikel 6 (1) van de SOGL bepaalt dan het volgende:

- 1. Elke reguleringsinstantie keurt de voorwaarden of methodologieën goed die door TSB's overeenkomstig de leden 2 en 3 worden ontwikkeld. De door de lidstaat aangewezen entiteit keurt de voorwaarden of methodologieën goed die door de TSB's overeenkomstig lid 4 worden ontwikkeld. De aangewezen entiteit is de reguleringsinstantie tenzij anderszins beslist door de lidstaat.*

Artikel 6 (2) bepaalt dat de voorstellen voor de volgende voorwaarden of methodologieën, waarover een lidstaat advies kan uitbrengen aan de betrokken reguleringsinstantie, worden ter goedkeuring voorgelegd aan alle reguleringsinstanties van de Unie/de betrokken regio: [...] c) de methodologie voor de coördinatie van de operationele veiligheidsanalyse overeenkomstig artikel 75. Dezelfde goedkeuring geldt binnen art. 6 (3) [...] b) gemeenschappelijke bepalingen voor elke capaciteitsberekeningsregio voor de coördinatie van de regionale operationele veiligheid overeenkomstig artikel 76; c) methodologie, in ieder geval per synchrone zone, voor de beoordeling van de relevantie van assets voor de coördinatie van niet-beschikbaarheden overeenkomstig artikel 84;

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.”

Rechtsgronden met betrekking tot de CC-regels

Artikel 55 van de SOGL (“Taken van TSB's ten aanzien van systeembeheer”) bepaalt dat:

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 opstellen 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 jaarverslagen 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 CC-regels dienen ook te voldoen aan de bepalingen en randvoorwaarden die volgen uit de artikelen van de SOGL betreffende de verantwoordelijkheden, rechten en plichten van de TSB inzake congestiebeheer en operationele veiligheid (artikelen 18 – 23, 32 – 35 en 72 – 80); de niet-beschikbaarheidsplanning van technische eenheden (artikelen 82 – 103) en de uitwisseling van programma's van technische eenheden (artikelen 110 – 112).

Rechtsgronden met betrekking tot T&C OPA

Een **verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning** of **OPA** is een entiteit belast met de planning van de beschikbaarheidsstatus van een relevante elektriciteitsproductie-eenheid, een relevante verbruikersinstallatie of een relevant netelement (art. 2 (87) SOGL).

De niet-beschikbaarheidsplanning kadert in de meer algemene context van de “niet-beschikbaarheidscoördinatie” 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. Elia is krachtens deze artikelen uit de SOGL gemachtigd om de **modaliteiten en voorwaarden op te stellen voor de verantwoordelijke van de niet-beschikbaarheidsplanning**.

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.”

Rechtsgronden met betrekking tot T&C SA

Een **programma-agent** (scheduling agent of hierna: “SA”) is een entiteit of zijn entiteiten die als taak hebben TSB's of, indien van toepassing, derden te voorzien van programma's van marktdeelnemers (art. 2 (90) SOGL).

Artikel 110 (3) en (4) van de SOGL stelt dat voor elke **elektriciteitsproductie-installatie en verbruikersinstallatie** die is onderworpen aan in de nationale voorwaarden geformuleerde **programmeringsvereisten**, de betrokken eigenaar ofwel een **programma-agent benoemt, ofwel hij zelf optreedt als programma-agent** (“scheduling agent”). Elke marktdeelnemer en *shipping agent* die is onderworpen aan in de nationale voorwaarden geformuleerde programmeringsvereisten, benoemt of treedt op als programma-agent.

Artikel 111 (“Kennisgeving van programma's binnen programmeringszones”) vervolgt:

1. *Elke programma-agent, met uitzondering van programma-agenten van shipping agents, legt aan de TSB die de programmeringszone beheert, op verzoek van de TSB, en indien van toepassing aan een derde, de volgende programma's voor:*
 - a) *productieprogramma's;*
 - b) *verbruiksprogramma's;*
 - c) *interne commerciële handelsprogramma's, en*
 - d) *externe commerciële handelsprogramma's.*
2. *Elke programma-agent van een shipping agent, of, indien van toepassing, een centrale tegenpartij, overlegt aan de TSB die een programmeringszone beheert die onderworpen is aan marktkoppeling, op verzoek van de betrokken TSB, en indien van toepassing aan een derde, de volgende programma's:*
 - a) *externe commerciële handelsprogramma's in de vorm van:*
 - i) *multilaterale uitwisselingen tussen de programmeringszone en een groep van andere programmeringszones;*
 - ii) *bilaterale uitwisselingen tussen de programmeringszone en een andere programmeringszone;*
 - b) *interne commerciële handelsprogramma's tussen de shipping agent en centrale tegenpartijen;*
 - c) *interne commerciële handelsprogramma's tussen de shipping agent en andere shipping agents.*

Artikel 112 (1) stelt dat elke TSB die een programmeringszone beheert, controleert of de productieprogramma's, de verbruiksprogramma's, de externe commerciële handelsprogramma's en de externe TSB-programma's in zijn programmeringszone alles bij elkaar opgeteld met elkaar in evenwicht zijn.

Tot slot, bepaalt artikel 112 (5) van de SOGL dat elke SA van een shipping agent of, indien van toepassing, een centrale tegenpartij, aan de TSB's, op hun verzoek, de waarden van de externe commerciële handelsprogramma's van elke programmeringszone verstrekt die betrokken is bij marktkoppeling in de vorm van geaggregeerde verrekenende externe programma's.

Gezamenlijke rechtsgronden

In het kader van de T&C SA en T&C OPA zijn bovendien ook de artikelen 40, 46, 49 en 52 van de SOGL relevant die rechtstreeks van toepassing zijn op de gegevensuitwisseling tussen de netgebruikers en de TSB, waaronder ook de prognosegegevens en realtimegegevens betreffende de hoeveelheid en beschikbaarheid van opgewekt werkzaam vermogen en werkzaamvermogensreserve, op day-ahead en intraday-basis.

I.2.2. Federaal regelgevend kader

Artikel 123 van de federale Gedragscode elektriciteit introduceert de regels betreffende de planning van de niet-beschikbaarheden, de programmering en de coördinatie van installaties van transmissienetgebruikers en hun toepassingsdomein:

“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 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. “

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

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.

In het geval een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, bepaalt artikel 129 het volgende:

Wanneer een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, overeenkomstig titel 8.2, kan de programma-agent van de installatie enkel de betrokken transmissienetgebruiker of de betrokken aanbieder van balanceringsdiensten zijn.

Artikel 128 van de Gedragscode elektriciteit bepaalt de volgende verplichtingen op vlak van programmering:

§ 1. Voor elke installatie bedoeld in artikel 123, § 2, 1° en 2°, moet informatie aan de transmissienetbeheerder worden bezorgd betreffende de programmering van de productie of van het verbruik van de installatie.

§ 2. Onverminderd de vrijstellingen voor verbruiksinstallaties of groepen van verbruiksinstallaties bedoeld in artikel 123, § 2, 3°, van de verplichting tot programmering, overeenkomstig artikel 52.2, a), van de Europese richtsnoeren SOGL, kan de transmissienetbeheerder niettemin, in geval van deelname aan de levering van

een ondersteunende dienst van een verbruikseenheid (die een deelverzameling is van een verbruiksinstallatie zoals bedoeld in artikel 123, § 2, 3° en 4°), informatie eisen over de programmering voor die verbruikseenheid, rekening houdend met de aard ervan.

§ 3. De programma-agent van de installatie verstuurt die informatie volgens de procedures zoals voorzien in de type-overeenkomst van de programma-agent bedoeld in artikel 131.

Artikel 130 van de Gedragscode elektriciteit bepaalt de volgende verplichtingen betreffende de beschikbaarheidsstelling van beschikbaar vermogen:

§ 1. Voor elke elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van een verplichte programmering zoals bedoeld in artikel 128, § 1, wordt het actief vermogen dat op die installatie opwaarts en neerwaarts beschikbaar is, ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.

§ 2. Het actief vermogen vanuit één of meerdere verbruikseenheden, bedoeld in artikel 2.4 van de Europese netcode DCC, kan op vrijwillige basis worden ter beschikking gesteld van de transmissienetbeheerder opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.

§ 3. De programma-agent verstuurt deze energiebiedingen voor redispatching volgens de procedures zoals voorzien in de type-overeenkomst van de programma-agent bedoeld in artikel 131.

§ 4. Voor de verbruikseenheden binnen een lokaal transmissienet, een publiek distributienet of een CDS is de terbeschikkingstelling van actief vermogen onderworpen aan de voorafgaande toestemming van de lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten en het naleven van de eventuele technische of operationele beperkingen voor de beschikbaarstelling van het vermogen zoals opgelegd door de betrokken lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten. De betreffende netbeheerder kan, mits aangepaste motivering, enkel limieten opleggen of deelname weigeren teneinde de veiligheid van zijn net te waarborgen.

De modaliteiten voor de kennisgeving aan de transmissienetbeheerder van de toestemming van de lokale transmissienetbeheerder, de publieke distributienetbeheerder of de CDS-beheerder op wiens net de betrokken installaties zijn aangesloten en/of de modaliteiten voor de kennisgeving van de door hem opgelegde limieten dienen te worden opgenomen in de type-overeenkomst van de programma-agent.

§ 5. Onverminderd de eventuele bepalingen inzake coördinatie in de Europese netcodes en richtsnoeren, het technisch reglement, het herstelplan en het systeembeschermingsplan, bevatten de type-samenwerkingsovereenkomst bedoeld in artikel 3, § 1, h), en de type-aansluitingsovereenkomst bedoeld in artikel 3, § 1, a), de bepalingen inzake de coördinatie tussen de transmissienetbeheerder en de lokale transmissienetbeheerders en publieke distributienetbeheerders resp. de transmissienetbeheerder en de CDS-beheerders voor deelname van één of meerdere installaties van lokale transmissienetgebruikers, publieke distributienetgebruikers of CDS-gebruikers aan diensten voor coördinatie en congestiebeheer.

Artikel 131 van de Gedragscode elektriciteit specificeert de elementen die de type-overeenkomst van de programma-agent minstens moet bevatten:

§ 1. Deze type-overeenkomst van de programma-agent bevat, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL wat betreft programmering en redispatching, ten minste:

1° de operationele verplichtingen die gelden voor elektrische installaties evenals voor de programma-agent van die installaties en de daaruit voortvloeiende verantwoordelijkheden;

2° de modaliteiten volgens dewelke de betrokken netgebruiker zijn programma-agent aanduidt;

3° alle relevante informatie die naar de transmissienetbeheerder moet worden verstuurd, met inbegrip van de programma's bedoeld in paragraaf 3 en de mededelingen bepaald in de artikelen 132 en 134;

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

5° de opschortende voorwaarden van aanvaarding door de transmissienetbeheerder van een wijziging van het programma als bedoeld in artikel 128 op verzoek van de programma-agent;

6° de modaliteiten en de procedures met betrekking tot de inschrijving van het beschikbaar opwaarts en neerwaarts vermogen zoals bedoeld in artikel 130, rekening houdend in voorkomend geval met de technische beperkingen van de bedoelde installatie, alsook de criteria voor de prijsofferte die gepaard gaat met de beschikbaarstelling van dit vermogen;

7° de mogelijkheid voor de transmissienetbeheerder om beperkingen op te leggen voor het programma voor de eerste indiening ervan;

8° het mechanisme voor de aanpassingen, op aanvraag van de transmissienetbeheerder, van het programma bedoeld in artikel 128 in de vorm van activering van beschikbaar vermogen, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding. Die eventuele vergoedingen moeten de aantoonbare en redelijke kosten dekken die rechtstreeks het gevolg zijn van de wijziging van dat plan;

9° de mogelijkheid voor de transmissienetbeheerder om een terugkeer naar het programma van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit zonder vergoeding;

10° de modaliteiten van een eventueel schadebeding en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.

§ 3. Overeenkomstig met artikel 128 en de procedures voorzien in de typeovereenkomst van de programma-agent, bevat de informatie verstuurd door de programma-agent ten minste de elektriciteitsproductieprogramma's en voor zover nodig, het verbruik van het actief vermogen."

Artikelen 132, 133 en 134 van de Gedragscode elektriciteit betreffen bijzondere bepalingen bij het beheer:

"Art. 132. Wanneer de programma-agent voor een installatie aan de betrokken installatie de referentiewaarden geeft, bezorgt hij daar tegelijkertijd een kopie van aan de transmissienetbeheerder."

"Art. 133. § 1. Indien de transmissienetbeheerder een afwijking van die referentiewaarden, zoals bedoeld in artikel 132 of van de effectieve productie/het effectieve verbruik vaststelt ten opzichte van het laatst voorgelegde programma voor die installatie en hij oordeelt dat alle of een gedeelte van de referentiewaarden, zoals bedoeld in het artikel 132, de veiligheid, de betrouwbaarheid of de efficiëntie van het net

in het gedrang kunnen brengen, vraagt hij de programma-agent die referentiewaarden te wijzigen om opnieuw het laatst voorgelegde productie-/afnameprogramma te volgen.

De programma-agent moet de aanvraag van de transmissienetbeheerder onverwijld door zijn betrokken installatie laten toepassen overeenkomstig de type-overeenkomst van de programma-agent.

§ 2. De toepassing van paragraaf 1 ontslaat de netgebruikers voor de betrokken installaties niet van hun plichten voorzien in deze Gedragscode en/of krachtens de met de transmissienetbeheerder afgesloten contracten.

§ 3. In situaties zoals bedoeld in paragraaf 1, als de referentiewaarden en/of de effectieve elektriciteits- productie/het effectieve verbruik nog afwijken van het laatste programma dat door deze programma-agent werd ingediend zelfs na de aanvraag van de transmissienetbeheerder om het programma te volgen, moet de programma-agent de eventuele door de transmissienetbeheerder opgelopen kosten dragen zoals het aanwenden van andere middelen voor het congestiebeheer.”

“Art. 134. Elke volledige of gedeeltelijke onderbreking of vermindering van de elektriciteitsproductie van een offshore-power park module teneinde een deel of het geheel van het park veilig te stellen, in het bijzonder ten gevolge van actuele of verwachte slechte weersomstandigheden, moet door de programma-agent van dat park zo snel mogelijk worden meegedeeld aan de transmissienetbeheerder volgens de modaliteiten beschreven in de typeovereenkomst van de programma-agent.

Bij een situatie zoals bedoeld in het eerste lid moet de programma-agent vooraf de toestemming krijgen van de transmissienetbeheerder voor elke hervatting van de elektriciteitsproductie van de betrokken installatie(s) en moet hij met de transmissienetbeheerder coördineren. De transmissienetbeheerder kan indien nodig voorwaarden opleggen voor het elektriciteitsproductieprofiel van de betrokken installatie of groep van installaties in de typeovereenkomst van de programma-agent.”

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.”

Artikelen 136 en 137 van de Gedragscode elektriciteit handelen, ten slotte, over de meetuitrustingen en meetgegevens die relevant zijn in het kader van de type-overeenkomsten.

Tot slot geven artikelen 240 tot 244 van de Gedragscode elektriciteit de overgangsbepalingen aan. Met name artikel 240 en artikel 243 zijn relevant:

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 overgangsperiode. 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.

I.2.3. Vlaams regelgevend kader

Zoals hierboven (cf. aanleiding) reeds werd toegelicht werd in Vlaanderen een regelgevend kader inzake marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit uitgewerkt en dit ter omzetting van de artikelen 31 en 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn, samen gelezen met artikel 13 van het Elektriciteitsverordening. Dit zorgt ervoor dat er naast de Europeesrechtelijke en federale rechtsgronden ook Vlaamse regelgeving van toepassing is.

Energiedecreet

In artikel 1.1.3, 100° van het Energiedecreet wordt het **plaatselijk vervoernet van elektriciteit** als volgt gedefinieerd: “het geheel van elektrische leidingen met een nominale spanning tot en met 70 kilovolt en de bijbehorende installaties, die gelegen zijn in het Vlaamse Gewest, dat voornamelijk gebruikt wordt om het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken en dat wordt vastgesteld overeenkomstig artikel 4.1.2”.

Artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet bepaalt het **juridisch kader voor technische flexibiliteit**:

§ 1. In afwijking van artikel 4.1.17/4 kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit onder buitengewone omstandigheden de

netgebruikers en de gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit. Deze situatie wordt gereserveerde technische flexibiliteit genoemd.

De Vlaamse Regering bepaalt, na advies van de VREG, op welke categorieën van netgebruikers en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, het eerste lid van toepassing is.

Onder buitengewone omstandigheden als vermeld in het eerste lid, worden omstandigheden verstaan die geen onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden als vermeld in paragraaf 2 zijn en waarbij een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is in combinatie met een van de volgende situaties:

- 1° de aankoop van flexibiliteit is economisch niet efficiënt;*
- 2° de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen;*
- 3° de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder.*

De toepassing van gereserveerde technische flexibiliteit door de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit moet blijken uit de toepassing van de transparante, niet-discriminerende en eenduidige methodologie en de regels over buitengewone omstandigheden, vermeld in het eerste lid. Die regels worden opgenomen in het technisch reglement distributie elektriciteit en het technisch reglement plaatselijk vervoer van elektriciteit.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit informeert de netgebruikers en de gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit als gereserveerde technische flexibiliteit wordt toegepast tijdig over de mogelijke impact op hun toegang tot het net. De VREG vermeldt in het technisch reglement distributie elektriciteit en het technisch reglement plaatselijk vervoer van elektriciteit de procedure om de betrokkenen te informeren.

§ 2. In geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden en als alle commerciële middelen uitgeput zijn, tenzij de aankoop ervan economisch niet efficiënt is, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet de modulatie van productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten verplichten. Deze situatie wordt niet-gereserveerde technische flexibiliteit genoemd. [...]

Energiebesluit

Artikel 3.1.34/1 Energiebesluit bepaalt de **categorieën** van installaties op dewelke gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is:

Gereserveerde technische flexibiliteit als vermeld in artikel 4.1.17/5, § 1, van het Energiedecreet van 8 mei 2009, is van toepassing op de volgende categorieën van netgebruikers en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit:

- 1° producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole of in productie-installaties die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden geclassificeerd;*
- 2° natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole of elektriciteitsopslagfaciliteiten die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden geclassificeerd, exploiteren;*
- 3° netgebruikers aangesloten op laagspanning van wie de decentrale productie-installatie is aangemeld bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder, als dertig dagen na melding aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder van een uitvallende omvormer het probleem nog niet*

verholpen is, tenzij de elektriciteitsdistributienetbeheerder binnen dertig dagen na de melding heeft aangetoond dat het probleem niet veroorzaakt wordt door een lokale congestie.[...]

Artikel 3.1.34/2 Energiebesluit bepaalt de **categorieën** van installaties op dewelke niet-gereserveerde flexibiliteit van toepassing is:

Niet-gereserveerde technische flexibiliteit als vermeld in artikel 4.1.17/5, § 2, van het Energiedecreet van 8 mei 2009, is van toepassing op de volgende categorieën van netgebruikers en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit:

- 1° producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole;*
- 2° natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole exploiteren, enkel wat hun injectie betreft.*

Artikel 3.1.34/3 Energiebesluit bepaalt het **vergoedingsmechanisme** voor gereserveerde technische flexibiliteit:

Als gereserveerde technische flexibiliteit wordt toegepast, ontvangen de netgebruiker en de gebruiker die aangesloten is op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit een compensatie, die respectievelijk de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit berekent aan de hand van de volgende elementen:

1° het flexibiliteitsvolume dat is berekend volgens de specificaties die de netbeheerder bepaald heeft conform artikel 4.1.6, § 1, 15°, van het Energiedecreet van 8 mei 2009. Het flexibiliteitsvolume, waaronder het referentieprofiel dat gebruikt wordt om het flexibiliteitsvolume van de productie-installatie te bepalen, wordt op kwartierbasis bepaald en benadert de werkelijk gemoduleerde energie zo goed mogelijk;

2° een compensatie voor de gemoduleerde energie die niet negatief kan zijn, op basis van:

- a) de day-aheadprijs op de Belgische spotmarkt, tenzij de modulatie wordt geneutraliseerd. De energiecomponent kan niet negatief zijn. De minister kan minimumcompensaties bepalen waarbij rekening wordt gehouden met technologie, datum van indiening of vermogen;*
- b) de waarde van de gedeerde groenestroomcertificaten in geval van productie-installaties op basis van hernieuwbare bronnen die groenestroomcertificaten ontvangen;*
- c) de waarde van de gedeerde warmte-krachtcertificaten in geval van warmte-krachtinstallaties die warmte-krachtcertificaten ontvangen;*
- d) de marktprijs voor de gedeerde garanties van oorsprong;*
- e) een door de minister bepaalde compensatie voor de onbalansimpact, tenzij de impact van de modulatie wordt geneutraliseerd;*
- f) de exploitatiekosten, zoals de brandstofkosten, die door de producent werden vermeden door de niet-productie van de energie worden in mindering gebracht van de compensatie voor de niet-geproduceerde energie;*

3° in geval van warmte-krachtinstallaties, de aanvullende exploitatiekosten ten gevolge van back-upwarmtevoorziening en bijkomende afname, die de minister kan bepalen;

4° in geval van productie-installaties of elektriciteitsopslagfaciliteiten die ondersteunende diensten of flexibiliteitsdiensten leveren aan een marktpartij, een aanvullende compensatie voor de door de producent of de exploitant van de elektriciteitsopslagfaciliteit aangetoonde aanvullende kosten die rechtstreeks verbonden zijn aan de modulatie. [...]

Artikel 3.1.34/4 bepaalt nadere regels inzake de **vergoeding** van niet-gereserveerde technische flexibiliteit:

Als niet-gereserveerde technische flexibiliteit wordt toegepast, ontvangen de netgebruiker en de gebruiker die aangesloten is op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit geen compensatie, tenzij in een van de volgende gevallen:

- 1° het aansluitingscontract voorziet in garanties op injectie in onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden;
- 2° het aansluitingscontract voorziet niet in garanties op injectie in onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden, maar de modulatie houdt minstens vier uur aan.

Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit

In het TRPV zijn de afdelingen IV.4.8 (“Congestiebeheer”), IV.4.9 (“Geïntegreerde coördinatie voor de planning, de programmering en het beheer van congestie”), IV.4.10 (“Niet-beschikbaarheidsplanning”), IV.4.11 (“Programmering van productie of verbruik van een elektrische installatie en beschikbaarstelling van beschikbaar vermogen”), IV.4.12 (“Interacties tussen de verschillende partijen belast met informatieverstrekking over een installatie”) en IV.4.13 (“Overgangsbepaling”) relevant.

Artikel IV.4.8.1 bepaalt dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet de nodige maatregelen moet nemen om op een veilige, betrouwbare en efficiënte wijze de elektriciteitsstromen op het plaatselijk vervoernet te beheren.

Verder bepaalt artikel IV.4.9.1 TRPV het volgende:

De installaties die in Afdeling IV.4.10 (cf. Niet-beschikbaarheid - OPA) en Afdeling IV.4.11 (cf. Programmering van productie of verbruik - SA) worden beoogd, zijn installaties die onder één van de volgende categorieën en onder het toepassingsgebied van dit Reglement vallen:

- 1. Bestaande en nieuwe elektriciteitsproductie-eenheden die overeenkomstig Artikel III.3.2.1 als type B of C worden of zouden worden geclassificeerd die rechtstreeks aangesloten zijn op het Plaatselijk Vervoernet of die zich binnen een gesloten distributienet bevinden.*
- 2. Energieopslagsystemen met een globaal opgesteld vermogen groter dan of gelijk aan 1 MVA die rechtstreeks aangesloten zijn op het Plaatselijk Vervoernet of die zich binnen een gesloten distributienet bevinden.*
- 3. Bestaande en nieuwe verbruiksinstallaties die rechtstreeks aangesloten zijn op het Plaatselijk Vervoernet.*
- 4. Bestaande en nieuwe verbruiksinstallaties die zich binnen een gesloten distributienet bevinden indien zij de transmissienetbeheerder rechtstreeks voorzien van vraagsturingdiensten overeenkomstig de Europese netcode DCC.*

Met betrekking tot de **niet-beschikbaarheidsplanning** (cf. T&C OPA) bepaalt artikel IV.4.10.1 TRPV het volgende:

- §1. Bestaande en nieuwe installaties die vallen onder de categorieën beschreven in Artikel IV.4.9.1, moeten informatie betreffende de niet-beschikbaarheidsplanning van de installatie aan de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet overmaken.*
- §2. De verplichting om de informatie te versturen naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet ligt bij de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning van de installatie.*
- §3. De informatie bedoeld in §1 bevat ten minste het beschikbaarheidsplan van de installatie conform artikel 3.2, 70) van het Europese richtsnoer SOGL, evenals de tijdelijke beperkingen wat betreft de maximum- en minimumcapaciteit van deze installatie bij injectie en/of afname. De informatie wordt regelmatig bijgewerkt.*

Artikel IV.4.10.2 TRPV stelt dat:

De beheerder van het Plaatselijk Vervoernet bepaalt op transparante en niet-discriminerende wijze de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de verantwoordelijken van de niet-beschikbaarheidsplanning, in een typeovereenkomst. Deze overeenkomst wordt na publieke consultatie ter goedkeuring voorgelegd aan de VREG. De typeovereenkomst van de verantwoordelijke voor niet-beschikbaarheidsplanning, beschrijft met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoer 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 nietbeschikbaarheidsplanning aanduidt;
3. Alle relevante informatie die naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet moet worden verstuurd, met inbegrip van de informatie bedoeld in Artikel IV.4.10.1§3;
4. De modaliteiten en procedures betreffende het doorgeven van informatie 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 IV.4.10.1§3 en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding;
6. Het feit of die eventuele vergoedingen de aantoonbare en redelijke kosten moeten dekken die rechtstreeks voortvloeien uit de aanpassingen van het beschikbaarheidsplan;
7. Een beschrijving van de eventuele boetemechanisme en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.

Met betrekking tot de **Programma-Agent** (cf. T&C SA) bepaalt artikel IV.4.11.1 het volgende:

§1. Elke installatie die valt onder de categorieën beschreven in Artikel IV.4.9.1 moet het voorwerp uitmaken van de informatie die aan de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet wordt verstuurd betreffende de programmering van de productie of van het verbruik van de installatie.

§2. Elke verbruiksinstallatie of groep van verbruiksinstallaties die valt onder de categorieën beschreven in Artikel IV.4.9.1 is standaard vrijgesteld van die verplichting tot programmering zoals beschreven in de bepaling terzake in artikel 52.2.a) van de SOGL.

§3. De beheerder van het Plaatselijk Vervoernet kan niettemin, in geval van deelname aan de levering van een ondersteunde dienst van een verbruikseenheid, die een deelverzameling is van een verbruiksinstallatie zoals bedoeld in Artikel IV.4.9.1, informatie eisen over de programmering voor die verbruikseenheid, rekening houdend met de aard ervan.

§4. De programma-agent van de installatie moet de informatie versturen volgens de procedure zoals voorzien in de overeenkomst van de programma-agent bedoeld in Artikel IV.4.11.3.

Artikel IV.4.11.2 TRPV bepaalt o.a. dat de gebruiker van het Plaatselijk Vervoernet - of de gesloten distributienetgebruiker - of de derde die hij aanduidt als programma-agent voor elke elektrische installatie die het voorwerp uitmaakt van een verplichte programmering zoals bedoeld in Artikel IV.4.11.1, het actief vermogen dat op die installatie opwaarts en neerwaarts beschikbaar is ter beschikking van de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet moet houden opdat die onder meer de corrigerende acties van redispatching kan uitvoeren.

Artikel IV.4.11.3 TRPV stelt verder:

§1. De beheerder van het Plaatselijk Vervoernet bepaalt op transparante en niet-discriminerende wijze, in de overeenkomst van de programma-agent, de modaliteiten en voorwaarden van

toepassing op de programma-agenten. Hij legt de typeovereenkomst na publieke consultatie ter goedkeuring voor aan de VREG.

§2. Deze typeovereenkomst van de programma-agent beschrijft, met naleving van de bepalingen van de Europese richtsnoeren SOGL wat betreft programmering en redispatching, ten minste:

1. de operationele verplichtingen die gelden voor elektrische installaties evenals voor de programma-agent van die installaties en de daaruit voortvloeiende verantwoordelijkheden;
2. de modaliteiten volgens dewelke de betrokken netgebruiker zijn programma-agent aanduidt;
3. alle relevante informatie die naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet moet worden verstuurd, met inbegrip van de programma's bedoeld in §3 en de mededelingen bepaald in Artikel IV.4.11.4;
4. de modaliteiten en procedures betreffende het doorgeven van informatie, zoals het tijdsbestek voor de gegevensuitwisseling, de vorm, de details en de granulariteit van de uitgewisselde gegevens, rekening houdend met de omvang, de kenmerken, de lokalisatie alsook de technische beperkingen van de betrokken installatie;
5. de opschortende voorwaarden van aanvaarding door de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet van een wijziging van het programma als bedoeld in Artikel IV.4.11.2 op verzoek van de programma-agent;
6. de modaliteiten en de procedures met betrekking tot de inschrijving van het beschikbaar opwaarts en neerwaarts vermogen zoals bedoeld in Artikel IV.4.11.2, rekening houdend in voorkomend geval met de technische beperkingen van de bedoelde installatie, alsook de criteria voor de prijsopofferte die gepaard gaat met de beschikbaarstelling van dit vermogen;
7. de mogelijkheid voor de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet om beperkingen op te leggen voor het programma voor de eerste indiening ervan;
8. het mechanisme voor de aanpassingen, op aanvraag van de transmissienetbeheerder, van het programma bedoeld in Artikel IV.4.11.1 in de vorm van activering van beschikbaar vermogen, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding. Die eventuele vergoedingen moeten de aantoonbare en redelijke kosten dekken die rechtstreeks het gevolg zijn van de wijziging van dat plan;
9. de mogelijkheid voor de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet om een terugkeer naar het programma van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit zonder vergoeding;
10. een beschrijving van de mechanismes voor boetes en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.

§3. Overeenkomstig met Artikel IV.4.11.1 en de procedures voorzien in de typeovereenkomst van de programma-agent, bevat de informatie verstuurd door de programma-agent ten minste de elektriciteitsproductieprogramma's en voor zover nodig, het verbruik van het actief vermogen. Deze programma's worden dagelijks verstuurd naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet, 's avonds voor de dag erna, en dagelijks bijgewerkt in de loop van de dag.

I.3. Voorwerp

Het voorwerp van deze beslissing wordt gevormd door drie verschillende documenten, namelijk 1) het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), 2) het voorstel voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA) en 3) het voorstel voor de regels van de coördinatie en het congestiebeheer (CC-regels).

Het voorstel voor de **modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning (T&C OPA)** is 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. 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. Op basis van deze gegevens verricht de regionale veiligheidscoördinator de operationele veiligheidsanalyse in de operationele plannings 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. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

Het voorstel voor de **modaliteiten en voorwaarden voor de programma-agent (T&C SA)** is de typeovereenkomst van toepassing op de SA, zoals beschreven in artikel 131, van de gedragscode elektriciteit. De T&C SA bepalen onder meer welke informatie naar de TSB moet worden verstuurd wat betreft programma's actief vermogen en redispatching, de modaliteiten en procedures voor die gegevensuitwisseling, de mechanismes voor het aanpassen van het programma en de omstandigheden waarin die aanpassingen of redispatching aanleiding geven tot een vergoeding. De T&C SA kaderen in de context van congestiebeheer, net als de T&C OPA. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

De T&C SA betreffen de programma's van actief vermogen en de redispatching energiebidningen van Technical Facilities. Op basis van deze informatie kan Elia twee specifieke (vergoede) remediërende maatregelen nemen ter garantie van de operationele veiligheid: het vragen van een *must-run/may-not-run* gericht op structurele congestie, en het activeren van een *redispatching energiebidning* gericht op onvoorzienbare congestieproblemen. Daarnaast wordt ook de mogelijkheid voorzien om in geval van een congestierisico eenheden te vragen om zich te houden aan het laatste door Elia gevalideerde programma via een zogenaamde *terugkeer naar het dagelijks programma*. Aan deze laatste maatregel is geen vergoeding gekoppeld.

De **regels voor de coördinatie en het congestiebeheer** beschrijven de rechten en plichten van Elia om het netwerk op een veilige manier te beheren. De reikwijdte van deze regels zijn de coördinatie van technische eenheden, het beheer van congesties op nationaal niveau en het beheer van congesties op internationaal niveau voor zover niet beschreven in de Europese voorwaarden of methodologieën overeenkomstig CACM,¹² FCA¹³ of SOGL of voor zover ter ondersteuning van of

¹² Verordening (EU) 2015/1222

¹³ Verordening (EU) 2016/1719

complementair aan deze Europese voorwaarden of methodologieën. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

De **belangrijkste wijzigingen** in de huidige voorstellen van de T&C OPA, de T&C SA en de regels voor de coördinatie en het congestiebeheer ten opzichte van de huidige situatie, zijn de volgende:

- De introductie van de in de SOGL geïntroduceerde beschikbaarheidsstatussen, met een vereenvoudigde en verbeterde (elektronische) procedure voor het wijzigen van het beschikbaarheidsplan vanaf de tijdshorizon week-1 tot real-time.
- Een transitie naar *close-to-realttime* congestiebeheer, met freedom of dispatch in *intraday*. Twee cruciale aspecten hierbij zijn i) de introductie van een Redispatching Gate sluitingstijd (hierna afgekort: “RD GCT”)¹⁴, en ii) de vervanging van het concept van “Red Zones” door het concept van “Congestion Risk Indicatoren” (hierna afgekort: “CRI”). In tegenstelling tot een *Red Zone* kan een *CRI Low, Medium of High* zijn en wordt deze minstens 3 maal per dag geüpdatet. Dit geeft meer bewegingsruimte aan marktpartijen. Immers, in geval van een *Red Zone*, is er in *intraday* voor de uren met een *Red Zone* geen enkele afwijking toegestaan van het day-ahead programma. Volgens het nieuwe principe van freedom of dispatch in *intraday* krijgen alle marktpartijen (mits enkele zeer specifieke beperkte uitzonderingen) tot aan de RD GCT de kans om alle marktopportunities te benutten, zelfs in zones met een *CRI Medium of High*. In geval van een *CRI Medium of High* kan Elia in real-time vervolgens wel opleggen dat een marktpartij zich moet houden aan het laatste door Elia gevalideerde programma gedurende een periode van drie kwartier volgend op het verzoek van Elia¹⁵, om op die manier afwijkingen in de richting van het congestierisico te verhinderen.
- Een omvorming van het huidige proces van impliciete bepaling van redispatching volumes (door Elia) naar een proces met expliciete redispatching energiebidningen (door marktpartijen), nodig om de kwaliteit van de ingeschatte beschikbare redispatch volumes te verbeteren en te kunnen deelnemen aan het ROSC-proces¹⁶ voor regionale coördinatie van operationele veiligheid met geplande go-live in 2025. De bidvereisten zijn maximaal gealigneerd met de bidvereisten voor mFRR-balanceringsbiddingen om onder meer de deelname aan het Europese mFRR-platform MARI te faciliteren; [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]
- Het aanpassen van marktgebaseerde naar op-kosten-gebaseerde vergoeding voor redispatching in intraday. De vergoeding voor redispatching in *day-ahead* is reeds op kosten gebaseerd. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

¹⁴ De Redispatching Gate sluitingstijd ligt op 45 minuten voor het betreffende kwartier.

¹⁵ Algemeen geldt dat Elia voorziet een aanvraag tot terugkeer naar het dagelijks programma te zenden tijdens het eerste kwartier van een uur waarop een *CRI Medium of High* werd geïdentificeerd, en dit voor de laatste drie kwartieren van een beschouwd uur. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

¹⁶ Core ROSC methodologie, ACER Beslissing 34/2020

II. Analyse en beoordeling

II.1. Huidige en toekomstige beoordelingsmarge VREG

Tijdigheid

Artikel I.3.1.1 TRPV bepaalt het volgende: “Behoudens andersluidende bepaling in de Vlaamse energiewetgeving treden modelcontracten en procedures die door de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet zijn opgesteld in uitvoering van dit Reglement, alsook alle wijzigingen die eraan worden aangebracht, pas in werking indien ze twee maanden voor hun inwerkingtreding ter goedkeuring werden overgemaakt aan de VREG. Bij gebrek aan beslissing binnen twee maanden wordt de goedkeuring geacht stilzwijgend verworven te zijn”.

De VREG ontving het formeel verzoek tot goedkeuring van de drie documenten vanwege Elia Transmission Belgium op 11 december 2023 (waarbij de inwerkingtreding door Elia aanvankelijk werd voorzien tegen begin februari 2024, maar later werd uitgesteld naar begin mei 2024). De documenten werden bijgevolg formeel tijdig aan de VREG overgemaakt. De VREG had hierbij tot 11 februari 2024 de tijd om een beslissing te nemen.

Gezien de complexiteit van de materie, de grote omvang van de overgemaakte documenten, de beperkte voorafgaande betrokkenheid van de VREG door Elia,¹⁷ én het aanzienlijke belang van het iCAROS-project voor de energiemarkt kan de VREG niet anders dan vaststellen dat een grondige beoordeling van de voorliggende documenten een ruimere analysetijd heeft gevraagd dan 2 maanden. Gelet op de toepassing van artikel I.3.1.1. TRPV heeft dit evenwel een **impliciete goedkeuring** van de documenten tot gevolg.

Dit neemt niet weg dat de VREG, na grondige analyse, zijn **bemerkingen en bezorgdheden** ten aanzien van de drie ter goedkeuring voorliggende documenten wenst mee te geven. De VREG vraagt uitdrukkelijk aan Elia om deze opmerkingen ter harte te nemen, zeker met het oog op iCAROS fase 2.

Daarenboven wenst de VREG te benadrukken dat Elia alle stakeholders, inclusief alle regulatoren, voldoende tijdig (en op inhoudelijk grondige en transparante wijze) dient te betrekken bij alle stappen die in de toekomst worden gezet bij de verdere implementatie van iCAROS. Er dient daarbij voldoende aandacht te worden gegeven aan het feit dat er voldoende analysetijd dient te zijn tussen het ter goedkeuring indienen van de documenten en een mogelijke “go-live” van de implementaties.¹⁸

Voorbehoud naar de toekomst toe

Hoewel de SOGL een verplichte gegevensuitwisseling oplegt met betrekking tot de niet-beschikbaarheidsplanning en de dagelijkse programma’s voor *alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW*,¹⁹ werd er in de federale Gedragscode (art. 123) van deze verplichting afgeweken en wordt de openstelling

¹⁷ De VREG werd door Elia pas inhoudelijk ingelicht over de draagwijdte en concrete (uit)werking van het iCAROS-systeem en de ter goedkeuring voorgelegde documenten op 9 februari 2024, 16 februari 2024, 20 februari 2024 en 27 februari 2024.

¹⁸ Zeker bij een weigeringsbeslissing kan een go-live hierdoor immers in het gevaar komen.

¹⁹ Artikel 46 t.e.m. 51 SOGL.

voor eenheden tussen 25 en 1 MW slechts gefaseerd ingevoerd. De VREG neemt louter akte van deze fasering. Gelet op het feit dat iCAROS fase 1 enkel focust op de voormalige CIPU-eenheden, conformeert de VREG, voor wat betreft de eenheden op het plaatselijk vervoernet, zich op dit moment aan de beslissingen van de CREG. **Dit weerhoudt de VREG er echter niet van om in een volgende beslissing opnieuw de volledige inhoud van de T&C OPA, de T&C SA en de CC-regels ten gronde te beoordelen.** De impact en de draagwijdte van de verplichting tot deelname aan de niet-beschikbaarheidsplanning, tot indiening van programma's en tot deelname aan redispatching voor eenheden op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit en het elektriciteitsdistributienet – die per definitie geen voorgeschiedenis of voorkennis hebben via het CIPU-contract – zal immers pas ten volle duidelijk worden bij de uitrol van iCAROS fase 2. De input van deze stakeholders wordt dan ook pas bij de overlegmomenten en consultatie inzake de uitrol van fase 2 verwacht. Deze stakeholderreacties zijn voor de VREG van primordiaal belang om een grondige en volledige analyse en beoordeling van de voorstellen te kunnen maken.

II.2. Bevoegdheid van de VREG

Bevoegdheidsverdeling

Artikel 6, §1, VII (“Energiebeleid”) Bijzondere Wet tot hervorming der instellingen (hierna afgekort: “BWHI”) legt de bevoegdheidsverdeling in België inzake energie vast:

*§ 1. De aangelegenheden bedoeld in artikel 39 van de Grondwet zijn:
VII. Wat het energiebeleid betreft:*

De gewestelijke aspecten van de energie, en in ieder geval:

- a) De distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit door middel van netten waarvan de nominale spanning lager is dan of gelijk aan 70.000 volt, met inbegrip van de distributienettarieven voor elektriciteit, met uitzondering van de tarieven van de netten die een transmissiefunctie hebben en die uitgebaat worden door dezelfde beheerder als het transmissienet;*
- b) De openbare gasdistributie, met inbegrip van de nettarieven voor de openbare distributie van gas, met uitzondering van de tarieven van de netwerken die ook een aardgasvervoersfunctie hebben en die worden uitgebaat door dezelfde beheerder als het aardgasvervoersnet;*
- c) De aanwending van mijngas en van gas afkomstig van hoogovens;*
- d) De netten van warmtevoorziening op afstand;*
- e) De valorisatie van steenbergen;*
- f) De nieuwe energiebronnen met uitzondering van deze die verband houden met de kernenergie;*
- g) De terugwinning van energie door de nijverheid en andere gebruikers;*
- h) Het rationeel energieverbruik.*

De federale overheid is echter bevoegd voor de aangelegenheden die wegens hun technische en economische ondeelbaarheid een gelijke behandeling op nationaal vlak behoeven, te weten:

- a) De studies over de perspectieven van energiebevoorrading;*
- b) De kernbrandstofcyclus;*
- c) De grote infrastructuren voor de stockering; het vervoer en de produktie van energie;*
- d) de tarieven, met inbegrip van het prijsbeleid, onverminderd de gewestelijke bevoegdheid inzake de tarieven bedoeld in het eerste lid, a) en b).*

Deze juridische bevoegdheidsverdeling komt evenwel niet steeds overeen met de technische werkelijkheid. De grens inzake de bevoegdheidsverdeling tussen de regelgevers wordt overeenkomstig de BWHI gelegd op de “de netten met een spanning van 70 kV”. De technische

besturing van het net laat een dergelijk onderscheid echter niet zomaar toe. Zo wordt er in de praktijk een onderscheid gemaakt tussen leidingen met een volgend spanningsniveau:

- 230 V en 400 V (laagspanning); (distributie)
- van 1 kV tot 30 kV (middenspanning); (distributie)
- 30 kV, 36 kV, 70 kV (hoogspanning); (distributie)
- 30 kV, 36 kV, 70 kV, 150 kV, 220 kV en 380 kV (hoogspanning);²⁰ (transmissie)

Uit de parlementaire voorbereidingen bij de BWHI blijkt dat de bevoegdheid van de gewesten de klassieke distributie overstijgt en ook een deel van het transport (of transmissie) omvat²¹:

“Door de bepaling onder artikel 6, §1, VII, eerste lid, littera a (nieuw) behouden de Gewesten hun bevoegdheid inzake distributie van elektriciteit, en wordt hun bevoegdheid inzake *transport* uitgebreid tot het transport door middel van netten waarvan de nominale spanning lager of gelijk is aan 70 000 volt”.²²

De Gewesten zijn bijgevolg bevoegd voor de distributie en het plaatselijk vervoer van elektriciteit via netten met een nominale spanning tot en met 70 kV. In artikel 1.1.3, 100° van het Energiedecreet wordt het plaatselijk vervoernet van elektriciteit als volgt gedefinieerd: “het geheel van elektrische leidingen met een nominale spanning tot en met 70 kilovolt en de bijbehorende installaties, die gelegen zijn in het Vlaamse Gewest, dat voornamelijk gebruikt wordt om het vervoer van elektriciteit naar distributienetten mogelijk te maken en dat wordt vastgesteld overeenkomstig artikel 4.1.2”.

In Vlaanderen fungeert Elia Transmission Belgium als de beheerder van het plaatselijk vervoer (als “lokale transmissienetbeheerder”). De constructie van een “plaatselijk vervoernet” en een “beheerder van het plaatselijk vervoernet” is in de Europese regelgeving niet gekend. Aangezien de Gewesten evenwel bevoegd zijn voor dit plaatselijk vervoernet (per definitie netten met een transmissiefunctie op een spanning van 30 kV, 36 kV en 70 kV) moet vastgesteld worden dat de Europeesrechtelijke regels en verplichtingen (uit bijvoorbeeld de SOGL) tevens gelden ten aanzien van Elia als beheerder van het plaatselijk vervoernet, en zij dus ook onder de **goedkeuringsbevoegdheid** van de VREG vallen.

II.2. Procedurele vereisten

Artikel IV.4.10.2 TRPV stelt dat de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet op transparante en niet-discriminerende wijze de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de verantwoordelijken van de niet-beschikbaarheidsplanning bepaalt in een typeovereenkomst. Deze overeenkomst wordt na publieke consultatie ter goedkeuring voorgelegd aan de VREG.

Artikel IV.4.11.3 TRPV bepaalt dat ook de typeovereenkomst van de programma-agent na publieke consultatie ter goedkeuring aan de VREG moet worden voorgelegd.

Elia organiseerde een publieke consultatie van 6 juni 2023 tot 25 augustus 2023 met betrekking tot de T&C SA, de T&C OPA en de CC-regels. Bij de publieke consultatie werd ook een verklarende nota in het Engels toegevoegd. Elia ontving daarbij niet-vertrouwelijke reacties vanwege de volgende stakeholders:

- Belgian Offshore Platform (BOP)
- Centrica

²⁰ L. Deridder, *Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering*, Antwerpen, Intersentia, 2003, 151.

²¹ L. Deridder, *Handboek gas- en elektriciteitsliberalisering*, Antwerpen, Intersentia, 2003, 150.

²² *Parl.St. Kamer 1987-88*, nr. 516/1, 12.

- Eneco Energy Trade BV
- FEBEG
- FEBELIEC
- Zandvliet Power N.V.

Er werd aan de VREG een uitvoerig consultatieverslag overgemaakt.

Elia heeft bijgevolg **voldaan** aan de procedurele vereiste inzake een publieke consultatieplicht.

De VREG wenst wel op te merken dat sommige marktpartijen, waaronder BOP en FEBEG, in hun consultatiereacties aankaarten dat er onvoldoende rekening is gehouden met hun feedback tijdens de workshops, en dat er ook bijkomende elementen zijn toegevoegd die niet in de workshops met marktpartijen zouden zijn besproken. Dit doet uitschijnen dat er geen consensus is over de inhoud van de geconsulteerde documenten. Net als de CREG (Beslissing (B)2750) meent de VREG dat er daarom een tussentijdse **Return on Experience** nodig is om de geïntroduceerde designelementen te evalueren en indien nodig te verbeteren of te herzien (o.m. de kwaliteit van de CRI-bepaling, de frequentie en impact van een terugkeer naar het dagelijks programma in het algemeen en op de verschillende type assets 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, de baseline voor weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden, de definities van “coördineerbaar” en “niet-coördineerbaar” en de tolerantieband bij een terugkeer naar het dagelijks programma [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]), en dit in nauwe samenspraak met de marktpartijen. De VREG verzoekt Elia om een **evaluatie**rapport van deze *Return on Experience* in te dienen ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1.

II.3. Inhoudelijke vereisten

II.3.1 Conformiteit met Energiedecreet

Artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet bepaalt dat de toepassing van (gereserveerde) technische flexibiliteit door de distributienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit moet blijken uit de toepassing van de transparante, niet-discriminerende en eenduidige methodologie, en de regels over buitengewone omstandigheden.

Ook de artikelen IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV vereisen dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet op een transparante en niet-discriminerende wijze de modaliteiten en de voorwaarden voor de toepassing op de verantwoordelijken van de niet-beschikbaarheidsplanning bepaalt in een typeovereenkomst.

Transparantie

Verscheidene bepalingen in de T&C OPA, T&C SA en de CC-regels worden volgens de VREG onvoldoende uitgediept/uitgewerkt/gemotiveerd. Ook uit de consultatiereacties en de beslissingen van de CREG komt een gebrek aan transparantie naar de marktpartijen toe naar voren.

De VREG stelt hierbij volgende aandachtspunten voorop:

- de plichten en aansprakelijkheden van Elia ten aanzien van de netgebruikers (zoals ook aangekaart door BOP in zijn consultatiereactie);
- de procedure voor het bepalen en updaten van de CRI en de kwaliteitsborging door Elia daarbij, alsook de impact van de CRI en de updates ervan op de procedures en activatie van remediërende maatregelen zoals beschreven in de T&C OPA en T&C SA, en bij uitbreiding op balanceringsbiedingen;²³
- de afbakening van de rollen, verantwoordelijkheden en aansprakelijkheden van de BRP, SA en OPA met het oog op de splitsing van deze rollen (zoals ook aangekaart door FEBEG in zijn consultatiereactie);
- de uitgevoerde processen van netveiligheidsanalyse, zowel op nationaal als op Europees niveau, en de samenhang hiervan met/impact op de procedures en activatie van remediërende maatregelen zoals beschreven in de T&C OPA en T&C SA;
- de selectie van interne remediërende maatregelen van Elia, en meer bepaald de wijzigingen van de topologie en/of omschakelingen van de faseverschuivende transformatoren, en de aanpak bij en impact van deze interne remediërende maatregelen;
- het concept en de procedure van een terugkeer naar het dagelijks programma, en de motivering voor de noodzaak ervan (zoals ook aangekaart door FEBEG, BOP en Centrica in hun consultatiereacties);
- de criteria voor selectie van het toegepaste compensatiemechanisme voor redispatching energiebiedingen (via de activatie van een andere redispatching energiebieding met een tegengesteld teken of via de activatie van een balanceringsbieding), en de impact van het

²³ Een objectieve en transparante weergave van de procedure voor het bepalen en updaten van de CRI door Elia en de kwaliteitsborging door Elia daarbij is van primordiaal belang. De CRI is immers bepalend voor het al dan niet inzetten van remediërende maatregelen door Elia, en heeft bijgevolg een belangrijke impact op de marktpartijen.

- gekozen compensatiemechanisme op de prijzen (zoals ook aangekaart door FEBEG en Centrica in hun consultatiereacties);
- de samenhang en onderlinge impact van de verschillende beschreven maatregelen;
- de motivering van de keuze voor een niet-marktgebaseerde aanpak (zoals ook aangekaart door BOP en FEBEG in hun consultatiereactie);
- het gebruik van de beschreven instrumenten in de T&C OPA en T&C SA voor andere doeleinden dan congestiebeheer (zoals ook aangekaart door BOP in zijn consultatiereactie).

Bovendien wenst de VREG te benadrukken dat de marktpartijen, die zullen betrokken worden bij de uitrol van fase 2 van het iCAROS-project, niet per se onderworpen waren aan een CIPU-contract, en bijgevolg geen tot weinig voorkennis hebben van de geldende principes/procedures. De VREG wenst dan ook met klem te benadrukken dat een **grondigere uitwerking en motivering** van alle bepalingen in de T&C OPA, T&C SA en CC-regels hier absoluut noodzakelijk zal zijn. Het uitwerken van een alomvattende **designnota** lijkt de VREG dan ook een onmisbare stap met het oog op iCAROS fase 2.

De VREG concludeert dan ook dat aan de vereiste van transparantie **niet voldaan** is, en vraagt om hier in iCAROS fase 2 bijzondere aandacht aan te besteden. Een meer diepgaande uitwerking van bovenvermelde punten is voor de VREG essentieel voor een robuust marktdesign en juridisch kader dat voor alle marktpartijen duidelijk is en door alle betrokken partijen correct kan nageleefd worden.

Niet-discriminatie

In iCAROS fase 1 zijn uitsluitend elektriciteitsproductie-eenheden en energie-opslagfaciliteiten met een nominaal vermogen van 25 MW of meer, al dan niet rechtstreeks gekoppeld aan het transmissienet, verplicht tot deelname aan de T&C OPA en T&C SA. Daarnaast wordt de rol van de SA momenteel nog verplicht door de BRP opgenomen (in strijd met de SOGL).

FEBEG kaart in zijn consultatiereactie aan dat omwille van het beperkte toepassingsgebied van iCAROS fase 1 momenteel een fair, niet-discriminerend marktdesign ontbreekt. Immers, in iCAROS fase 1 zijn de verplichtingen, beperkingen en penaliteiten, en de daaruit volgende impact op de marktopportunities, slechts van toepassing op een beperkte doelgroep, waardoor er geen sprake is van een *level playing field* voor alle marktpartijen en netgebruikers.

De VREG volgt deze bezorgdheid, en wijst erop dat deze discriminatie een gevolg is van een onvolledige conformiteit met het Europese, het Belgische en het Vlaamse regelgevend kader. De SOGL legt immers een verplichte gegevensuitwisseling over de niet-beschikbaarheidsplanning en de dagelijkse programma's op voor alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW. Ook voor verbruikersinstallaties gelden specifieke verplichtingen voor gegevensuitwisseling.²⁴ De federale Gedragscode voorziet daarnaast een verplichting voor elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW om actief vermogen ter beschikking van de TSB te stellen voor onder meer corrigerende acties van redispatching. Ook het Energiebesluit legt een verplichte deelname aan technische flexibiliteit op

²⁴ Meer specifiek gelden voor verbruikersinstallaties – behoudens andersluidende afspraken met de TSB – de OPA- en SA-verplichtingen voor transmissiegegekoppelde verbruikersinstallaties en voor distributiegegekoppelde (met inbegrip van gesloten distributiesystemen) verbruikersinstallaties die vraagsturing leveren (cfr. artikel 52 en 53 van de SOGL).

voor alle elektriciteitsproductie-eenheden en energieopslagfaciliteiten met een nominaal vermogen groter dan of gelijk aan 1 MW.

De mogelijkheid tot een gefaseerde implementatie inzake de onbeschikbaarheidsplanning, programmering en coördinatie van technische eenheden – in praktijk geïmplementeerd via het iCAROS-project – wordt door de CREG toegelaten via de overgangsbepalingen in artikel 240 en artikel 243 van de federale Gedragscode. De VREG is voorstander van een snelle openstelling van iCAROS (in lijn met de SOGL), maar dient (zoals hierboven reeds vermeld) akte te nemen van het feit dat de CREG hieromtrent een overgangsbepaling heeft voorzien.

Centrica kaart in zijn consultatiereactie aan dat de verplichte toekenning van de rol van SA aan de BRP een marktbarrière vormt voor marktpartijen die balanceringsdiensten willen aanbieden. Artikel 129 van de federale Gedragscode stelt immers dat “*Wanneer een installatie ook deelneemt aan één of meerdere balanceringsdiensten, overeenkomstig titel 8.2, kan de programma-agent van de installatie enkel de betrokken transmissiegebruiker of de betrokken aanbieder van balanceringsdiensten zijn*”. Zolang de rol van SA verplicht wordt toegekend aan de BRP van de betrokken installatie, kunnen balanceringsdiensten enkel aangeboden worden door de partij die rol van BRP opneemt. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

De VREG onderschrijft deze bezorgdheid, en wijst erop dat ook dit een gevolg is van een niet volledige conformiteit met het Europese regelgevend kader. De SOGL maakt immers een expliciet onderscheid tussen de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning, de programma-agent, en de evenwichtsverantwoordelijke, en gaat dus uit van een volledige splitsing van deze rollen. In iCAROS fase 1 gelden echter nog de overgangsbepalingen zoals vastgelegd in artikel 240 en 243 van de federale Gedragscode. De VREG is voorstander van een snelle volledige splitsing van de rollen (in lijn met de SOGL), maar dient akte te nemen van het feit dat de CREG hieromtrent een overgangsbepaling heeft voorzien.

Tot slot zijn BOP en 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 een terugkeer naar het dagelijks programma) weersafhankelijke elektriciteitsproductie-eenheden hierdoor afgestraft worden voor hun beperkte planifieerbaarheid en de intrinsieke voorspellingsfouten eigen aan weersafhankelijke elektriciteitsproductie. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

Verder is de VREG – net als de CREG (Beslissing (B)2750) – van mening dat een *Return on Experience* van het voorgestelde design noodzakelijk is om verdere verbeteringen of wijzigingen te introduceren. Hierbij dienen onder meer 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. [Bron: Beslissing (B)2750, (B)2751, (B)2752 CREG]

Op basis van het bovenstaande concludeert de VREG dat de vereiste van niet-discriminatie **niet is voldaan**. De VREG spoort Elia bijgevolg aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van een zo spoedig mogelijke **conformiteit met het Europese, het Belgische en het Vlaamse regelgevend kader**, en ter garantie van een fair, niet-discriminerend marktdesign.

Geldigheid buitengewone omstandigheden

Het Energiedecreet legt op dat marktgebaseerde flexibiliteit steeds prioritair moet toegepast worden. Slechts onder specifieke voorwaarden – in artikel 4.1.17/5 van het Energiedecreet benoemd als “buitengewone omstandigheden” – mag de deelname aan niet-marktgebaseerde/technische flexibiliteit verplicht worden:

§ 1. In afwijking van artikel 4.1.17/4 kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit onder buitengewone omstandigheden de netgebruikers en de gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit verplichten om deel te nemen aan flexibiliteit. Deze situatie wordt gereserveerde technische flexibiliteit genoemd. [...]

Onder buitengewone omstandigheden als vermeld in het eerste lid, worden omstandigheden verstaan die geen onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden als vermeld in paragraaf 2 zijn en waarbij een redelijke en kosteneffectieve netinvestering niet mogelijk is in combinatie met een van de volgende situaties:

1° de aankoop van flexibiliteit is economisch niet efficiënt;

2° de aankoop van flexibiliteit leidt tot ernstige marktverstoringen;

3° de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder.

[...]

§ 2. In geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en als alle commerciële middelen uitgeput zijn, tenzij de aankoop ervan economisch niet efficiënt is, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet de modulatie van productie-installaties en elektriciteitsopslagfaciliteiten verplichten. Deze situatie wordt niet-gereserveerde technische flexibiliteit genoemd.

Deze voorwaarden zijn gebaseerd op artikel 13 van de Elektricitetsverordening, dat meer algemeen stelt dat:

3. Niet-marktgebaseerde redispatching van productie, energieopslag en vraagrespons mag uitsluitend worden gebruikt, voor zover dat:

a) er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is;

b) alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;

c) het aantal beschikbare elektriciteitsproductie-, energieopslag- of vraagresponsinstallaties te klein is om daadwerkelijke mededinging te waarborgen in het gebied waar geschikte productie-installaties voor het verstrekken van de dienst zich bevinden, of

d) de actuele netsituatie leidt op een zodanig regelmatige en voorspelbare wijze tot congestie dat marktgebaseerde redispatching zou resulteren in regelmatige strategische biedingen, die het niveau van interne congestie zouden verhogen, en de betrokken lidstaat heeft met het oog op het aanpakken van deze congesties een actieplan vastgesteld of zorgt ervoor dat minimaal beschikbare capaciteit voor zoneoverschrijdende handel in overeenstemming is met artikel 16, lid 8.

Elia geeft in de T&C SA en in de CC-regels duidelijk aan dat zij opteren voor een niet-marktgebaseerd opzet, en verwijst hierbij naar artikel 13(3) van de Elektricitetsverordening. Een grondige motivering van deze keuze ontbreekt echter in de T&C SA en de CC-regels, zoals ook aangekaart door BOP en FEBEG in hun consultatiereacties. In de verklarende nota, toegevoegd door Elia bij de openbare raadpleging en achteraf aan de VREG bezorgd²⁵ licht Elia wel meer in detail toe waarom ze zich beroepen op artikel 13(3) c) van de Elektricitetsverordening. Aangezien Elia marktpartijen de mogelijkheid geeft om tot 45 minuten voor het betreffende kwartier alle mogelijke marktopportunities te benutten (via het zogenaamde *freedom of dispatch* principe), zelfs in

²⁵ in het kader van de toelichtingssessies zoals vermeld onder 1.1. *Aanleiding en voorafgaand traject*,

zones met een congestierisico, zou er in geval van een marktgebaseerde vergoeding een risico op (inc-dec) gaming ontstaan. Immers, aangezien redispatching gebeurt na de *clearing* van de *wholesale* markt, zouden marktpartijen strategisch kunnen bieden in deze *wholesale* markt om congestie te creëren, met als doel om vervolgens ook betaald te worden om diezelfde congestie op te lossen via redispatching. De VREG begrijpt dit standpunt van Elia, maar vraagt om deze motivering niet alleen in de verklarende nota, maar ook expliciet in de T&C SA en/of in de CC-regels op te nemen. Bovendien dient deze motivering zeker herzien te worden in het kader van iCAROS fase 2, waar de scope uitbreiding voor meer liquiditeit zal zorgen, en de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding kan faciliteren.

Op basis van het bovenstaande concludeert de VREG dat aan de toepassing van de regels over buitengewone omstandigheden in de voorliggende versie van de T&C SA en de CC-regels **voldaan** is. Bijgevolg vallen de principes voor congestiebeheer binnen het huidige design van iCAROS fase 1 – en meer specifiek de redispatching energiebiedingen met een op-kosten-gebaseerde vergoeding – onder de noemer van gereserveerde technische flexibiliteit.

Merk op dat de VREG hierbij momenteel de visie van de CREG volgt dat een terugkeer naar het dagelijks programma geen remediërende maatregel is, en dus ook niet vergoed moet worden. Dit standpunt is echter sterk bepaald door i) artikel 131 §1 van de federale Gedragscode, en ii) artikel IV.4.11.3 van het TRPV die de mogelijkheid voorzien voor de transmissienetbeheerder/beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit “om een terugkeer naar het programma van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit zonder vergoeding”. Dit standpunt is bijgevolg onderhevig aan de impact van een wijziging aan deze artikelen in de federale Gedragscode en het TRPV. Merk op dat de bepalingen in de Europese regelgeving, waaronder de definitie van redispatching in de Elektriciteitsverordening en de definitie van een remediërende maatregel in de CSAM,²⁶ ruimte laten voor interpretatie. De VREG sluit dan ook een aanpassing van deze visie in de toekomst niet uit.

II.3.2 Conformiteit met Energiebesluit

Artikel 3.1.34/1 van het Energiebesluit legt de categorieën van gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit vast op wie gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is, en de compensatie. Artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit bepaalt op zijn beurt de elementen aan de hand waarvan de compensatie voor gereserveerde technische flexibiliteit moet worden berekend.

Categorieën van gebruikers aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit

Het energiebesluit legt op dat gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is op volgende categorieën van installaties:

Gereserveerde technische flexibiliteit als vermeld in artikel 4.1.17/5, § 1, van het Energiedecreet van 8 mei 2009, is van toepassing op de volgende categorieën van netgebruikers en gebruikers die aangesloten zijn op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit:

- 1° producenten die elektriciteit opwekken in productie-installaties met telecontrole of in productie-installaties die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden geclassificeerd;*
- 2° natuurlijke personen of rechtspersonen die elektriciteitsopslagfaciliteiten met telecontrole of elektriciteitsopslagfaciliteiten die conform verordening 2016/631/EU als type B of hoger worden*

²⁶ Methodology for coordinating operational security analysis, zie https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER_Ddecision_CSAM-AnnexI_Rectified.pdf.

*geclassificeerd, exploiteren;
[...]*

Voor de bespreking van de niet-conformiteit van het toepassingsgebied van iCAROS fase 1 met de bepaling uit het Energiebesluit verwijzen we naar de bespreking hierboven onder *II.3. Inhoudelijke vereisten - Conformiteit met Energiedecreet - Niet-discriminatie*.

De VREG concludeert op basis van bovenvermelde analyse dat er **niet voldaan** is aan de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de categorieën van gebruikers aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit op wie gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is. De VREG herhaalt daarom de aansporing voor Elia om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van conformiteit met het regelgevend kader.

Vergoeding

Artikel 3.1.34/3 van het Energiebesluit legt de elementen vast aan de hand waarvan de compensatie voor technische flexibiliteit moet worden berekend:

1° het flexibiliteitsvolume dat is berekend volgens de specificaties die de netbeheerder bepaald heeft conform artikel 4.1.6, § 1, 15°, van het Energiedecreet van 8 mei 2009. Het flexibiliteitsvolume, waaronder het referentieprofiel dat gebruikt wordt om het flexibiliteitsvolume van de productie-installatie te bepalen, wordt op kwartierbasis bepaald en benadert de werkelijk gemoduleerde energie zo goed mogelijk;

2° een compensatie voor de gemoduleerde energie die niet negatief kan zijn, op basis van:

a) de day-aheadprijs op de Belgische spotmarkt, tenzij de modulatie wordt geneutraliseerd. De energiecomponent kan niet negatief zijn. De minister kan minimumcompensaties bepalen waarbij rekening wordt gehouden met technologie, datum van indiening van vermogen;

b) de waarde van de gederfde groenestroomcertificaten in geval van productie-installaties op basis van hernieuwbare bronnen die groenestroomcertificaten ontvangen;

c) de waarde van de gederfde warmte-krachtcertificaten in geval van warmte-krachtinstallaties die warmte-krachtcertificaten ontvangen;

d) de marktprijs voor de gederfde garanties van oorsprong;

e) een door de minister bepaalde compensatie voor de onbalansimpact, tenzij de impact van de modulatie wordt geneutraliseerd;

f) de exploitatiekosten, zoals de brandstofkosten, die door de producent werden vermeden door de niet-productie van de energie worden in mindering gebracht van de compensatie voor de niet-geproduceerde energie;

3° in geval van warmte-krachtinstallaties, de aanvullende exploitatiekosten ten gevolge van back-upwarmtevoorziening en bijkomende afname, die de minister kan bepalen;

4° in geval van productie-installaties of elektriciteitsopslagfaciliteiten die ondersteunende diensten of flexibiliteitsdiensten leveren aan een marktpartij, een aanvullende compensatie voor de door de producent of de exploitant van de elektriciteitsopslagfaciliteit aangetoonde aanvullende kosten die rechtstreeks verbonden zijn aan de modulatie.

De filosofie achter deze bepaling is dat deze compensatie kostenreflectief moet zijn.

De bepalingen uit het Energiebesluit zijn gericht op een activering van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer in *intraday*. De vergoeding gaat immers uit van een reeds verhandeld volume op de *day-ahead* markt. Bijgevolg zijn deze bepalingen louter van toepassing op de redispatching activiteiten uit de T&C SA, en niet op de vergoeding van de remediërende maatregelen *must-run* en *may-not-run*.

In de T&C SA wordt opgelegd dat de vergoeding van een redispatching activatie bepaald wordt door de vermenigvuldiging van de gevraagde redispatching energie en de activeringsprijs. Beide aspecten worden in de T&C SA verder uitgewerkt.

Zo bepalen de T&C SA hoe de gevraagde redispatching energie precies vastgelegd wordt, rekening houdend met onder andere het moment van de activatieaanvraag (wat verschillend kan zijn als het gaat om een geplande dan wel een directe activering) en met de volledige activeringstijd van de technical units die de flexibiliteit leveren. Hiermee wordt invulling gegeven aan artikel 3.1.34/3 1° van het Energiebesluit, en bij uitbreiding aan artikel 4.1.6, § 1, 15°, van het Energiedecreet.

Wat betreft de activeringsprijs, leggen de T&C SA op dat deze activeringsprijs dient te worden ingediend bij een bod, en steeds dient gebaseerd te zijn op een activeringsprijsformule die contractueel wordt vastgelegd. Voor deze formule worden ten eerste enkele algemene vereisten opgelegd, namelijk dat deze een eerlijke concurrentie dient te respecteren, en dat ze kostenreflectiviteit moet garanderen.²⁷ Deze kostenreflectiviteit wordt strikt bewaakt: bij twijfel over de kostenreflectiviteit kan Elia de SA steeds om verantwoording vragen; herhaalde onbevredigende verantwoordingen worden beschouwd als misbruik en worden gemeld aan de regulator.

Daarnaast leggen de T&C SA op dat de activeringsprijsformule het effect van een activering (extra kosten, bespaarde kosten) moet weerspiegelen op specifieke componenten, met name (niet-limitatief):

- *Brandstof(fen);*
- *CO2-emissierechten, groenestroomcertificaten en/of warmtekrachtcertificaten;*
- *Opstart en uitschakeling;*
- *Gevolgen voor industriële processen die rechtstreeks verband houden met de geactiveerde Operating Mode;*
- *De kosten om de staat van ladingverandering als gevolg van de activering te herstellen, indien voor de activering een beperkt energiereservoir werd gebruikt;*
- *Elke andere individuele operationele kostenpost die hierboven niet is vermeld;*

Voor elke kostenpost worden de evenredigheid met de RD Power en de kosten per eenheid bepaald aan de hand van ondersteunende informatie uit betrouwbare bron (facturen, contracten, referentieprijzen, ...).

De VREG is van oordeel dat, hoewel er enkele nuanceverschillen zijn tussen de bepalingen uit het Energiebesluit en de invulling ervan in de T&C SA,²⁸ de filosofie van de bepalingen uit het Energiebesluit – met name de kostenreflectiviteit – geborgd is in de T&C SA.

Samengevat, aangezien de T&C SA bepalingen uitwerkt voor i) de berekening van de gevraagde redispatching energie, en ii) de vergoeding voor een redispatching activatie met kostenreflectiviteit als strikte vereiste, beschouwt de VREG dan ook dat aan de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de vergoeding is **voldaan**.

Tot slot wenst de VREG op te merken dat het vergoedingsmechanisme uit het Energiebesluit geen rechtsgrond voorziet om bepaalde **sanctiemechanismen (“penaliteiten” of “prikkels”)** te laten vastleggen door de netbeheerders. Indien het opleggen van een geldboete of penaltiteit immers een

²⁷ Meer bepaald wordt onder kostenreflectiviteit verstaan dat de prijs redelijk en aantoonbaar moet zijn, en rechtstreeks verband moet houden met de aanvraag (zoals opgelegd in Bijlage 6 van de T&C SA).

²⁸ Zo wordt de perimeter van de BRP volgens de T&C SA steeds gecorrigeerd, in plaats van te werken via een expliciete vergoeding zoals voorzien in het Energiebesluit; daarnaast wordt er in de T&C SA een *freedom of dispatch* voorzien tot aan de RD GCT, en is er dus geen strikte link met louter en alleen de *day-ahead* markt.

punitief karakter zou hebben, dan dient hiervoor immers steeds te worden voorzien in een afdoende wettelijke basis (idealiter in het Energiedecreet, met een mogelijke nadere uitwerking in het Energiebesluit). Ook in de SOGL is **geen wettelijke basis** terug te vinden om in de T&C SA prikkels of penaltiteiten op te nemen die de SA ertoe zou moeten aanzetten om bepaalde verplichtingen te volbrengen. In tegenstelling tot in de federale Gedragscode, is in de Vlaamse regelgeving ook geen basis voorzien om een schadebeding in te voeren. De **penaltiteiten** die Elia momenteel wenst te introduceren, kunnen dan ook geen doorgang vinden. Dit wordt nog meer in detail besproken onder *II.3.3 Conformiteit met art. IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV - Typeovereenkomst van de programma-agent - 10. een beschrijving van de mechanismes voor boetes en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.*

II.3.3 Conformiteit met art. IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV

De artikelen IV.4.10.2 en IV. 4.11.3 TRPV leggen een lijst vast van minimale inhoudelijke vereisten voor de typeovereenkomsten. Deze vereisten worden hieronder één voor één besproken.

Typeovereenkomst van de verantwoordelijke voor niet-beschikbaarheidsplanning

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

Dit wordt onder meer uitgewerkt in artikel II.2 (voorwaarden voor deelname voor de OPA), artikel II.3 (voorwaarden voor deelname voor de leveringspunten), artikel II.4 (verplichte communicatietest), artikels II.5 t.e.m. II.9 (te volgen procedures), artikel II.11 (bepalingen rond offertering) en artikel II.13 (bepalingen rond facturering). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 2. De modaliteiten volgens dewelke de netgebruiker zijn verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning aanduidt;*

Dit wordt onder meer uitgewerkt in artikel II.2 en bijlage 2 (voorwaarden voor deelname voor de OPA). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 3. Alle relevante informatie die naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet moet worden verstuurd, met inbegrip van de informatie bedoeld in Artikel IV.4.10.1§3;*

De uit te wisselen informatie wordt onder meer uitgewerkt in bijlage 4 (informatie-uitwisseling in het kader van de listed procedure, revision procedure, stand-by procedure, ready-to-run procedure en de terbeschikkingstelling van het beschikbaarheidsplan) en in bijlage 8 (uitwisseling van structurele gegevens). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 4. De modaliteiten en procedures betreffende het doorgeven van informatie 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;*

De modaliteiten en procedures worden onder meer beschreven in artikel II.5 (listed procedure), artikel II.6 (revision procedure), artikel II.7 (stand-by procedure), artikel II.8 (ready-to-run procedure) en artikel II.9 (beschikbaarheidsplan), en bij uitbreiding ook in bijlage 4 (informatie-

uitwisseling voor de verschillende procedures) en bijlage 8 (uitwisseling van structurele gegevens). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

5. *Het mechanisme betreffende de aanpassingen van het beschikbaarheidsplan bedoeld in Artikel IV.4.10.1§3 en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding;*

Dit wordt onder meer beschreven in:

- wijziging beschikbaarheidsstatus bij listed procedure: artikel II.5.5, artikel II.5.6, artikel II.5.8 en artikel II.5.9;
- wijziging beschikbaarheidsstatus bij revision procedure: artikel II.6.5, artikel II.6.6, artikel II.6.7, artikel II.6.10 en artikel II.6.11;
- wijziging beschikbaarheidsstatus bij stand-by procedure: artikel II.7.5, artikel II.7.6, artikel II.7.7 en artikel II.7.8;
- wijziging beschikbaarheidsstatus bij ready-to-run procedure: artikel II.8.5, artikel II.8.6, artikel II.8.7 en artikel II.8.8;
- wijziging in het beschikbaarheidsplan: artikel II.9.7, artikel II.9.8, artikel II.9.9, artikel II.9.10, artikel II.9.11, artikel II.9.12, artikel II.9.13;
- vergoeding voor wijzigingen in de beschikbaarheidsstatus: artikel II.11.

De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

6. *Het feit of die eventuele vergoedingen de aantoonbare en redelijke kosten moeten dekken die rechtstreeks voortvloeien uit de aanpassingen van het beschikbaarheidsplan;*

De vereiste van kostenreflectiviteit van de prijsofferte voor een wijziging in de beschikbaarheidsstatus wordt onder meer beschreven in artikel II.11.1 en in bijlage 5 (“*de prijs houdt rechtstreeks verband met de aanvraag*”). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

7. *Een beschrijving van de eventuele boetemechanisme en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.*

Hiervoor verwijst de VREG naar de bespreking onder *II.3.2 Conformiteit met Energiebesluit - Vergoeding* en onder *II.3.3 Conformiteit met art. IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV - Typeovereenkomst van de programma-agent - 10. een beschrijving van de mechanismes voor boetes en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.*

Typeovereenkomst van de programma-agent

1. *de operationele verplichtingen die gelden voor elektrische installaties evenals voor de programma-agent van die installaties en de daaruit voortvloeiende verantwoordelijkheden;*

Dit wordt onder meer uitgewerkt in artikel II.2 (voorwaarden voor deelname voor de SA), artikel II.3 (voorwaarden voor deelname voor de leveringspunten), artikel II.4 (verplichte communicatietest), artikels II.5 t.e.m. II.10 (te volgen procedures), en artikel II.16 (bepalingen rond facturering). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

2. *de modaliteiten volgens dewelke de betrokken netgebruiker zijn programma-agent aanduidt;*

Dit wordt onder meer uitgewerkt in artikel II.2 en bijlage 2 (voorwaarden voor deelname voor de SA). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 3. alle relevante informatie die naar de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet moet worden verstuurd, met inbegrip van de programma's bedoeld in §3 en de mededelingen bepaald in Artikel IV.4.11.4;*

De uit te wisselen informatie wordt onder meer uitgewerkt in bijlage 1 (lijst van leveringspunten en bijhorende prijs-/technische informatie), bijlage 4 (informatie-uitwisseling in het kader van de indiening van een dagelijks programma), bijlage 5 (informatie-uitwisseling in het kader van de indiening van een redispatching energiebidning), bijlage 7 (informatie-uitwisseling in het kader van de activering van redispatching energiebidningen) en bijlage 14 (uitwisseling van structurele gegevens). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

De VREG wenst ter volledigheid op te merken dat er in de T&C SA momenteel geen specifieke uitwerking wordt voorzien van artikel IV.4.11.4 van het TRPV, dat stelt dat wanneer de programma-agent voor een installatie aan de betrokken installatie de werkinstructies geeft, hij daar tegelijkertijd een kopie van aan de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet bezorgt.²⁹

- 4. de modaliteiten en procedures betreffende het doorgeven van informatie, zoals het tijdsbestek voor de gegevensuitwisseling, de vorm, de details en de granulariteit van de uitgewisselde gegevens, rekening houdend met de omvang, de kenmerken, de lokalisatie alsook de technische beperkingen van de betrokken installatie;*

De modaliteiten en procedures worden onder meer beschreven in artikel II.5 (must-run en may-not-run aanvragen), artikel II.6 (indiening van dagelijks programma), artikel II.7 (indiening van redispatching energiebidningen), artikel II.8 (verband tussen het dagelijks programma en de redispatching energiebidning), artikel II.9 (activering van een redispatching energiebidning) en artikel II.10 (terugkeer naar dagelijks programma), en bij uitbreiding ook in bijlage 1 (lijst van leveringspunten en bijhorende prijs-/technische informatie), bijlage 4 (indiening van een dagelijks programma), bijlage 5 (indiening van een redispatching energiebidning), bijlage 7 (activering van redispatching energiebidningen) en bijlage 14 (uitwisseling van structurele gegevens). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 5. de opschortende voorwaarden van aanvaarding door de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet van een wijziging van het programma als bedoeld in Artikel IV.4.11.2 op verzoek van de programma-agent;*

De validatieprocedure voor het dagelijks programma wordt onder meer beschreven in artikel II.6.5 en bijlage 4.B. De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

- 6. de modaliteiten en de procedures met betrekking tot de inschrijving van het beschikbaar opwaarts en neerwaarts vermogen zoals bedoeld in Artikel IV.4.11.2, rekening houdend in voorkomend geval met de technische beperkingen van de bedoelde installatie, alsook de criteria voor de prijsofferte die gepaard gaat met de beschikbaarstelling van dit vermogen;*

²⁹ Aangezien de uitwerking van artikel IV.4.11.4 van het TRPV een impact heeft op Elia, die de T&C SA zelf opstelt, oordeelt de VREG dat Elia geen specifieke nood zag voor deze uitwerking. De VREG ziet het ontbreken van deze uitwerking dan ook niet als een struikelblok bij de beoordeling van de inhoudelijke vereiste.

De modaliteiten en procedures specifiek gericht op redispatching energiebiedingen worden onder meer beschreven in artikel II.7 (indiening van een redispatching energiebieding), artikel II.8 (verband tussen het dagelijks programma en de redispatching energiebieding) en artikel II.9 (activering van een redispatching energiebieding), en bij uitbreiding ook in bijlage 5 (indiening van een redispatching energiebieding), bijlage 7 (activering van redispatching energiebiedingen). De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

7. *de mogelijkheid voor de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet om beperkingen op te leggen voor het programma voor de eerste indiening ervan;*

Dit wordt onder meer beschreven in artikel II.5 (must-run en may-not-run aanvragen). De vergoeding die hier tegenover staat komt specifiek aan bod in artikel II.5.6, artikel II.5.7, artikel II.5.10, artikel II.14.1, bijlage 6 en bijlage 10. De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

8. *het mechanisme voor de aanpassingen, op aanvraag van de transmissie-netbeheerder, van het programma bedoeld in Artikel IV.4.11.1 in de vorm van activering van beschikbaar vermogen, en de omstandigheden waarin die aanpassingen aanleiding geven tot een vergoeding. Die eventuele vergoedingen moeten de aantoonbare en redelijke kosten dekken die rechtstreeks het gevolg zijn van de wijziging van dat plan;*

Dit wordt onder meer beschreven in artikel II.9 (activering van een redispatching energiebieding). De vergoeding die hier tegenover staat komt meer specifiek aan bod in artikel II.3.10, artikel II.7.10, artikel II.9.8, artikel II.9.9, artikel II.14.2 t.e.m. artikel II.14.4, bijlage 1.C en bijlage 6. De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

9. *de mogelijkheid voor de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet om een terugkeer naar het programma van de installatie op te leggen indien dat laatste ervan afwijkt of zal afwijken, en dit zonder vergoeding;*

Dit komt onder meer aan bod in artikel II.10.7. De VREG beschouwt deze inhoudelijke vereiste dan ook als **voldaan**.

10. *een beschrijving van de mechanismes voor boetes en de omstandigheden waarin die van toepassing zijn.*

De VREG verwijst voor de bespreking van dit punt naar de bespreking onder titel b) Conformiteit met het Energiebesluit. Zoals daar reeds uiteengezet is er vandaag **geen wettelijke basis** in het Energiedecreet die Elia de mogelijkheid biedt om te voorzien in een boetemechanisme of penaltiteitsstelsel. De rechtsgrond in het TRPV kan dan ook niet gehanteerd worden, zolang deze hogere regelgeving ontbreekt. Een “straf” (cf. punitief karakter) dient immers steeds een uitdrukkelijke wettelijke basis te hebben. Bijgevolg hanteert de VREG dezelfde visie als de CREG op dit moment en kan de VREG enkel en alleen een “prikkelfactor”³⁰ gelijk aan 0% goedkeuren. Enige andere bepaling zou strijdig zijn met de hogere regelgeving.

Verder volgt de VREG het standpunt van de CREG dat de “prikkel-bijkomend”³¹ zoals voorgesteld door Elia eigenlijk geen prikkel uitmaakt, maar wel een verrekening waarbij het doel erin bestaat om potentiële baten bij een ondermaatse levering van de redispatching dienst te neutraliseren. Zoals de CREG stelt kan dan immers, als de BRP perimeter correctie gebeurt op basis van de

³⁰ Zie T&C SA, Overwegingen, artikel 2 (6) alsook Bijlage 11.A van het SA contract.

³¹ Zie T&C SA, SA contract, Bijlage 11.A.

gevraagde energie, maar de geleverde energie hier niet aan voldoet, dit verschil leiden tot een bron van inkomsten in functie van de onbalansprijs op dat kwartier. Het kan niet de bedoeling zijn om de BRP/SA financieel te belonen bij een ondermaatse levering van de redispatching activatie. De VREG volgt dan ook de CREG in haar vraag om de term “prikkel-bijkomend” te vervangen door “verrekening” en deze aanpassing door te voeren alvorens de finale versie van het goedgekeurde voorstel te publiceren.

Conclusie

De VREG vat hieronder de belangrijkste conclusies samen:

Tijdigheid | Gezien de complexiteit van de materie, de grote omvang van de overgemaakte documenten, de beperkte voorafgaande betrokkenheid van de VREG door Elia, en het aanzienlijke belang van het iCAROS-project voor de energiemarkt kan de VREG niet anders dan vaststellen dat een grondige beoordeling van de voorliggende documenten een ruimere analysetijd heeft gevraagd dan 2 maanden. Gelet op de toepassing van artikel I.3.1.1. TRPV heeft dit evenwel een **impliciete goedkeuring** van de documenten tot gevolg. Dit neemt niet weg dat de VREG, na grondige analyse, zijn **bemerkingen en bezorgdheden** ten aanzien van de drie ter goedkeuring voorliggende documenten wenst mee te geven. De VREG vraagt uitdrukkelijk aan Elia om deze opmerkingen ter harte te nemen, zeker met het oog op iCAROS fase 2. Daarenboven wenst de VREG te benadrukken dat Elia **alle stakeholders, inclusief alle regulatoren, voldoende tijdig** (en op inhoudelijk grondige en transparante wijze) dient **te betrekken** bij alle stappen die in de toekomst worden gezet bij de verdere implementatie van iCAROS. Er dient daarbij voldoende aandacht te worden gegeven aan het feit dat er voldoende analysetijd dient te zijn tussen het ter goedkeuring indienen van de documenten en een mogelijke “go-live” van de implementaties.

Voorbehoud naar de toekomst toe | Gelet op het feit dat iCAROS fase 1 enkel focust op de voormalige CIPU-eenheden, **conformeert** de VREG, voor wat betreft de eenheden op het plaatselijk vervoernet, zich op dit moment **aan de beslissingen van de CREG**. Dit **weerhoudt de VREG er echter niet van** om in een **volgende beslissing** de **volledige inhoud** van de T&C OPA, de T&C SA en de CC-regels **opnieuw ten gronde te beoordelen**.

Publieke consultatie | De VREG concludeert dat Elia heeft **voldaan** aan de procedurele vereiste inzake een publieke consultatieplicht. De VREG wenst wel op te merken dat marktpartijen in hun consultatiereacties aankaarten dat er onvoldoende rekening is gehouden met hun feedback tijdens de workshops, en dat er ook bijkomende elementen zijn toegevoegd die niet in de workshops met marktpartijen zouden zijn besproken. Dit doet uitschijnen dat er geen consensus is over de inhoud van de geconsulteerde documenten. De VREG meent dat er daarom een tussentijdse **Return on Experience** nodig is om de geïntroduceerde designelementen te evalueren en indien nodig te verbeteren of te herzien, en dit in nauwe samenspraak met de marktpartijen. De VREG verzoekt Elia om een **evaluatierapport** van deze *Return on Experience* in te dienen ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1.

Transparantie | De VREG concludeert dat aan de vereiste van transparantie **niet voldaan** is, en vraagt om hier in iCAROS fase 2 **bijzondere aandacht** aan te besteden. Een meer diepgaande uitwerking van bovenvermelde punten is voor de VREG essentieel voor een robuust marktdesign en juridisch kader, dat voor alle marktpartijen duidelijk is en correct kan nageleefd worden.

Niet-discriminatie | De VREG concludeert dat aan de vereiste van niet-discriminatie **niet voldaan** is. De VREG spoort Elia daarom aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van conformiteit met het Europese, het Belgische en het Vlaamse regelgevend kader, en ter garantie van een fair, niet-discriminerend marktdesign.

Geldigheid buitengewone omstandigheden | De VREG concludeert dat aan de toepassing van de regels over buitengewone omstandigheden in de voorliggende versie van de T&C SA en de CC-regels **voldaan** is. Bijgevolg vallen de principes voor congestiebeheer binnen het huidige design van iCAROS fase 1 – en meer specifiek de redispatching energiebiedingen met een op-kosten-

gebaseerde vergoeding – onder de noemer van gereserveerde technische flexibiliteit. De VREG wenst wel op te merken dat de motivering van de geldigheid van buitengewone omstandigheden herzien moet worden in het kader van iCAROS fase 2, waar de scope uitbreiding voor meer liquiditeit zal zorgen, en de mogelijkheid voor een marktgebaseerde vergoeding kan faciliteren.

Categorieën van gebruikers aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit | De VREG concludeert dat er **niet voldaan** is aan de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de categorieën van gebruikers aangesloten op het plaatselijk vervoernet van elektriciteit op wie gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is. De VREG spoort Elia dan ook met aandrang aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende fases van het iCAROS-project, ter garantie van conformiteit met het regelgevend kader.

Vergoeding | Aangezien de T&C SA bepalingen uitwerkt voor de berekening van de gevraagde redispatching energie, en de vergoeding voor een redispatching activatie met kostenreflectiviteit als strikte vereiste, beschouwt de VREG de conformiteit met het Energiebesluit wat betreft de vergoeding dan ook als **voldaan**.

Inhoudelijke vereisten volgens art. IV.4.10.2 en IV.4.11.3 TRPV | De VREG stelt vast dat er **voldaan** werd aan de inhoudelijke vereisten van deze artikelen. Daarbij merkt de VREG op dat de rechtsgrond in het TRPV om een boetemechanisme uit te werken, onvoldoende waarborgen biedt, aangezien een geldboete een punitief karakter kan hebben en als straf kan kwalificeren, hetgeen een uitdrukkelijke wettelijke basis vereist in het Energiedecreet (en ev. het Energiebesluit, bij het vergoedingsmechanisme). De **penaliteiten** die Elia momenteel wenst te introduceren kunnen dan ook **geen doorgang vinden**, behalve de “prikkel factor” van 0% en de prikkels die eigenlijk als loutere verrekening kunnen gekwalificeerd worden.

Beschikkend gedeelte

Overwegende dat het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA), het voorstel voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA) en het voorstel voor de regels van de coördinatie en het congestiebeheer (CC-regels), impliciet werd goedgekeurd met ingang van 12 maart 2024;

Beslist de VREG:

Artikel 1. Elia Transmission Belgium **er op te wijzen** dat, wegens het ontbreken van een wettelijke basis, de **penaliteiten** die hij momenteel wenst te introduceren **geen doorgang kunnen vinden**, behalve de “prikkel factor” van 0% en prikkels die als loutere verrekening kunnen gekwalificeerd worden;

Artikel 2. Elia Transmission Belgium uitdrukkelijk te **verzoeken** om bij de volgende herziening van de T&C OPA, T&C SA en de CC-regels de **aandachtspunten** inzake **transparantie** en **niet-discriminatie** weg te werken;

Artikel 3. Elia Transmission Belgium te verzoeken om de **VREG tijdig** en op inhoudelijk grondige en transparante wijze te **betrekken** bij alle stappen van de **verdere uitrol** van het iCAROS project, waarbij documenten ter goedkeuring ten minste 4 maanden voor een geplande go-live moeten worden voorgelegd;

Artikel 4. Elia Transmission Belgium te **verzoeken** om een **Return on Experience** uit te voeren waarin de geïntroduceerde designelementen worden geëvalueerd, verbeterd of herzien in nauwe samenspraak met de marktpartijen, en een bijhorend **evaluatierapport** in te dienen bij de VREG tegen ten laatste 1 jaar na de go-live iCAROS fase 1;

Artikel 5. Elia Transmission Belgium te verzoeken om een geconsulteerde planning voor iCAROS [fase 2 ter goedkeuring voor te leggen tegen ten laatste 1 jaar na de go-live iCAROS fase 1”]¹;

Artikel 6. te verklaren dat de beslissing in werking treedt op de dag van de publicatie op de website van de VREG.

Voor de VREG,

Sint-Joost-ten-Node,

¹ Gewijzigd bij beslissing met referentie BESL-2024-35

Pieterjan Renier
Algemeen Directeur

Bijlagen:

1. Regels voor Coördinatie en Congestiebeheer
2. Modaliteiten en Voorwaarden voor de Verantwoordelijke voor de Niet-Beschikbaarheidsplanning (T&C OPA)
3. Modaliteiten en Voorwaarden voor de Programma-Agent (T&C SA)