

Beslissing

van Vlaamse Nutsregulator

met betrekking tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia Transmission Belgium
voor de Modaliteiten en Voorwaarden voor de programma-agenten (T&C SA)



Inhoud

I.	Inleiding	3
I.1.	Aanleiding.....	3
I.2.	Wettelijk kader	3
I.3.	Voorwerp.....	10
I.4.	Voorafgaand traject	12
II.	Analyse en beoordeling	15
II.1.	Procedurale vereisten	15
II.2	Inhoudelijke vereisten	17
II.2.1.	Voorwaarden uit beslissing BESL-2024-10	17
II.2.2	Conformiteit met de Vlaamse regelgeving.....	18
II.3.	Conclusie	28
	Beschikkend gedeelte	29

I. Inleiding

I.1. Aanleiding

Via brief van 22 april 2025 werd het voorstel tot wijziging van de **modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de programma-agenten (T&C SA¹)** door Elia Transmission Belgium (hierna: “Elia”) ter goedkeuring bij de Vlaamse Nutsregulator voorgelegd. Dit voorstel tot wijziging is het resultaat van een *Return on Experience* (hierna afgekort: “REX”) van fase 1 van het iCAROS-project van Elia.

Via mail van 23 juni 2025 bezorgde Elia een voorstel voor een bijkomende beperkte aanpassing boven op de originele indiening, na vaststelling van een materiële onjuistheid in één van de formules van bijlage 9.

I.2. Wettelijk kader

I.2.1. Europees regelgevend kader

Elektriciteitsverordening 2019/943

Artikel 2 (4) van de Elektriciteitsverordening² 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:

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.

¹ Terms and conditions Scheduling Agent.

² 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.

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 het Agentschap overeenkomstig artikel 6, lid 2, bij de bevoegde regulerende autoriteiten overeenkomstig artikel 6, lid 3, dan wel bij de door de lidstaat aangewezen entiteit overeenkomstig artikel 6, leden 4 en 5, binnen de bij deze verordening vastgestelde respectievelijke termijnen. In uitzonderlijke omstandigheden, met name in gevallen waarin een termijn niet kan worden gehaald als gevolg van omstandigheden buiten de verantwoordelijkheid van de TSB's, kunnen de termijnen voor voorwaarden of methodologieën worden verlengd door het Agentschap in procedures overeenkomstig artikel 6, lid 2, gezamenlijk door alle bevoegde regulerende instanties in procedures overeenkomstig artikel 6, lid 3, en door de bevoegde regulerende instantie in procedures overeenkomstig artikel 6, leden 4 en 5.*

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

1. *Elke regulerende instantie of, naargelang van het geval, het Agentschap keurt de in overeenkomstig de leden 2, en 3 door de TSB's ontwikkelde voorwaarden of methodologieën goed. 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 anders bepaald door de lidstaat. Alvorens de voorwaarden of methodologieën goed te keuren, herzien de reguleringsinstantie, het Agentschap of de aangewezen entiteit de voorstellen indien nodig, na raadpleging van de respectieve TSB's, om ervoor te zorgen dat deze in overeenstemming zijn met het doel van deze verordening en bijdragen tot marktintegratie, non-discriminatie, effectieve mededinging en de goede werking van de markt.*

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) methodologie voor de coördinatie van de analyse van de operationele veiligheid 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 speciëren 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 die eisen, alsmede wijzigingen daarvan, voorafgaande goedkeuring van de bevoegde reguleringsinstantie vereisen”.

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 verrekende externe programma's.

I.2.2. 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 indienstname of 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-kranchcertificaten in geval van warmte-kranchinstallaties die warmte-kranchcertificaten ontvangen;

- d) de marktprijs voor de gedeelde 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-krachinstallaties, 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 netuitbatingssomstandigheden;*
- 2° het aansluitingscontract voorziet niet in garanties op injectie in onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingssomstandigheden, maar de modulatie houdt minstens vier uur aan.*

Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit

Het voorstel tot wijziging van de T&C SA werd ingediend onder het nieuwe van toepassing zijnde TRPV van 28 maart 2025, dat in werking trad op 7 april 2025.³

Het TRPV stelt in artikel 4.2.24 §1 dat de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet op **transparante en niet-discriminerende wijze** de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de programma-agenten bepaalt in een typecontract. Dit typecontract wordt na publieke **consultatie** ter goedkeuring voorgelegd aan de Vlaamse Nutsregulator.

TRPV-artikel 4.2.24 beschrijft in §2 de minimale inhoud van het typecontract:

- 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 gebruiker van het Plaatselijk Vervoernet 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 Art. 4.4.25;*

³ Het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit van 28 maart 2025, goedgekeurd bij beslissing van de Vlaamse Nutsregulator (BESL-2025-08), gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 7 april 2025 gepubliceerd en in werking getreden op diezelfde dag.

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 Art. 4.4.23 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 Art. 4.4.23, 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 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 Art. 4.4.22 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.*

Het voorstel voor de T&C SA is het typecontract van toepassing op de SA, zoals beschreven in bovenstaand artikel 4.4.24 van het TRPV.

I.3. Voorwerp

Het voorwerp van deze beslissing is het op 22 april 2025 ingediende voorstel tot wijziging van de modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de programma-agenten (T&C SA), inclusief het bijhorende contract, en het voorstel voor een bijkomende aanpassing ingediend op 23 juni 2025.

Het voorstel voor de modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de programma-agenten (T&C SA) is de *typeovereenkomst* van toepassing op de SA.

De Vlaamse Nutsregulator wenst hierbij nogmaals te wijzen op zijn voorbehoud naar de toekomst, opgenomen in zijn eerdere beslissing BESL-2024-10⁴, onder zijn toenmalige naam VREG:

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, werd er in de federale Gedragscode (art. 123) van deze verplichting afgeweken en wordt de openstelling 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.

Het voorstel dat het voorwerp van deze beslissing vormt, behelst een beperkte aanpassing aan de T&C SA, op basis van een Return on Experience (REX) van fase 1 van het iCAROS project⁵ van Elia, zoals ook gevraagd door de Vlaamse Nutsregulator via zijn beslissing BESL-2024-10, cfr. artikel 4 in het beschikkend gedeelte:

- 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;

Onderstaande paragraaf uit BESL-2024-10 bevat meer achtergrond bij de vereiste van artikel 4:

- 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

⁴ Deze beslissing werd nog in beperkte mate, meer specifiek beperkt tot één artikel over de verdere planning van het iCAROS-project, gewijzigd door BESL-2024-35. Daar waar dit relevant is, wordt er expliciet naar deze wijzigingsbeslissing BESL-2024-35 verwezen in deze beslissing. Voor het overige wordt verwezen naar de originele beslissing BESL-2024-10.

⁵ <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/icaros-and-mari-projects>

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 evaluatierapport van deze Return on Experience in te dienen ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1.

De Vlaamse Nutsregulator behoudt in de breder context van het iCAROS-project zijn voorbehoud naar de toekomst, zoals opgenomen in BESL-2024-10.

Meer achtergrond bij de verschillende fasen en releasen van het iCAROS-project is verder terug te vinden in paragraaf I.4. *Voorafgaand traject* van deze beslissing.

Het voorliggende voorstel omvat **drie wijzigingen aan de T&C SA**:

- 1) wijziging voor een terugkeer naar ‘Dagelijks Programma’ die rekening houdt met een technisch minimaal vermogen $DP_{Pmin_{inj/off}}$
- 2) wijziging voor een terugkeer naar ‘Dagelijks Programma’ die rekening houdt met FCR
- 3) nieuwe modaliteiten voor conditionele linken tussen Redispatching (RD) Energy Bids geïntroduceerd specifiek voor start-up/shut-down RD Energy Bids

De wijzigingen blijven beperkt tot de annexen van de T&C SA.

De draagwijdte van deze beslissing beperkt zich tot deze drie wijzigingen.

I.4. Voorafgaand traject

In zijn beslissing BESL-2024-10 heeft de Vlaamse Nutsregulator een uitgebreide beschrijving van het voorafgaand traject opgenomen. In deze beslissing worden niet alle details herhaald, maar ligt de focus op het algemene overzicht enerzijds, en de meest recente evoluties anderzijds.

Algemeen overzicht

De T&C SA maken samen met de T&C OPA⁶ en de CC-regels⁷ het iCAROS-project, dat een gefaseerde implementatie van de regelgeving beoogt. Het iCAROS project voorziet de volgende drie fases, zoals aangegeven in BESL-2024-10:

- *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*

⁶ Terms and conditions Outage Planning Agent: modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning

⁷ Coordination and Congestion rules: regels van de coördinatie en het congestiebeheer

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]

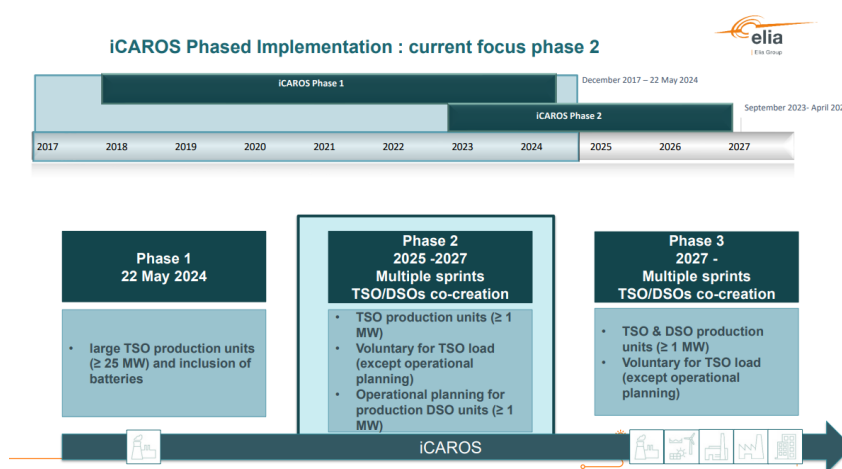
Fase 1 is live gegaan in 2024.

Fase 2 wordt door Elia verder opgesplitst in verschillende releases.

Recente evoluties

Onverminderd de noodzaak aan een formele publieke consultatie bij elke wijziging van de T&C, gaat het iCAROS project ook gepaard met overleg met de stakeholders, zowel marktpartijen als regulatoren (zoals ook gevraagd door de regulatoren, o.a. via BESL-2024-10 van de Vlaamse Nutsregulator). Onderstaand overzicht bevat de meest recente overlegmomenten met een impact op het traject T&C SA:

- 4/10/2024 WG Grid: tijdens deze werkgroep stelde Elia de ruwe planning van de drie fasen voor aan de stakeholders (figuur Elia):



- 21/10/2024 Task Force iCAROS: workshop lancering iCAROS fase 2 design, uitbreiding voor grote eenheden (release 1) en introductie voor kleine eenheden en verbruikssites (release 3)
- 11/12/2024 Task Force iCAROS fase 1 REX⁸
- 18/12/2024 overleg Elia-VNR: toelichting van Elia over de workshop iCAROS Return of Experience (REX) fase 1 (in scope van deze beslissing) en de planning voor iCAROS fase 2 (niet in scope van deze beslissing)

⁸ <https://www.elia.be/nl/users-group/wg-grid/task-force-icaros/20241211-meeting>

- 23/01/2025- 12/02/2025: informele publieke consultatie⁹
- 4/4/2025 overleg Elia-Forbeg: toelichting van Elia over zijn voorstel m.b.t. verdere planning van het iCAROS project

Met deze overlegmomenten komt Elia tegemoet aan artikel 3 uit de beslissing BESL-2024-10:

*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;*

⁹ https://www.elia.be/en/public-consultation/20250123_informal-public-consultation-regarding-design-clarifications-and-implementation.

II. Analyse en beoordeling

II.1. Procedurele vereisten

Het voorstel tot wijziging van de T&C SA werd ingediend onder het nieuwe TRPV van 28 maart 2025¹⁰, in werking getreden op 7 april 2025.

Tijdigheid

Artikel 1.2.1 van het TRPV bepaalt het volgende:

§1. Alle bepalingen opgesteld in uitvoering van de energieregelgeving die vervat zijn in modelcontracten van de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet, moeten door de Vlaamse Nutsregulator worden goedgekeurd indien zij betrekking hebben op:

- 1. de aansluiting op het Plaatselijk Vervoernet;*
- 2. de toegang tot het Plaatselijk Vervoernet;*
- 3. de samenwerking met de beheerder van het transmissienet, met de distributienetbeheerders en met de beheerders van een gesloten distributienet;*
- 4. het congestiebeheer op het Plaatselijk Vervoernet.*

§2. De beheerder van het Plaatselijk Vervoernet stelt de Vlaamse Nutsregulator zo snel als mogelijk in kennis van elk ontwerp van modelcontract of reglement dat opgesteld is in uitvoering van de energieregelgeving en niet ressorteert onder de documenten vermeld in §1, of de voorstellen van wijzigingen daaraan, met het oog op het verkrijgen van de vereiste goedkeuring. Daarbij kan de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet motiveren waarom, naar zijn inzichten, voor het modelcontract of reglement of wijziging eraan geen goedkeuring van de Vlaamse Nutsregulator vereist is.

De ontwerpen van de modelcontracten en reglementen en de hieraan aangebrachte wijzigingen worden ingediend na publieke raadpleging door de beheerder van het Plaatselijk Vervoernet, georganiseerd via zijn website, waarvan het resultaat samen met het ontwerp, vermeld in het voorgaande lid, wordt overgemaakt.

*Onverminderd de bevoegdheden van de Vlaamse Nutsregulator bepaald in de Europese netcodes en richtsnoeren, neemt de Vlaamse Nutsregulator zijn beslissing tot goedkeuring, tot verzoek om herziening van bepaalde clausules of tot weigering van de goedkeuring, binnen een **redelijke termijn**.*

De Vlaamse Nutsregulator ontving het formeel verzoek tot goedkeuring van de documenten vanwege Elia op 22 april 2025. Op 23 juni 2025 bezorgde Elia bijkomende informatie, en een voorstel tot bijkomende aanpassing. De beslissing van de Vlaamse Nutsregulator voldoet aan de vereiste van redelijke termijn, rekening houdend met de techniciteit van het dossier, de afstemming met de andere regulatoren, en de bijkomende informatie aangeleverd op 23 juni 2025, en is bijgevolg **tijdig**.

De documenten werden formeel tijdig aan de Vlaamse Nutsregulator overgemaakt. Elia heeft bijgevolg **voldaan** aan de procedurele vereiste inzake tijdigheid.

¹⁰ Het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit van 28 maart 2025, goedgekeurd bij beslissing van de Vlaamse Nutsregulator (BESL-2025-08), gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad van 7 april 2025 gepubliceerd en in werking getreden op diezelfde dag.

In zijn beslissing BESL-2024-10 maakte de VREG, nu Vlaamse Nutsregulator, volgende opmerking met betrekking tot de tijdigheid:

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.

De BESL-2024-10 bevat daarom volgende voorwaarde in artikel 3 van het beschikkend gedeelte (eigen **aanduiding**):

*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;*

De Vlaamse Nutsregulator ontving het formeel verzoek tot goedkeuring van de documenten vanwege Elia op 22 april 2025. In de begeleidende brief vermeldt Elia het volgende wat betreft de door hem beoogde termijn:

Om de voorziene go-live op 30 september 2025 voor de implementatie van de wijzigingen aan de T&C SA naar aanleiding van de REX van fase 1 van het iCAROS-project, zoals toegelicht tijdens de WG Grid van 20 februari 2025, tijdig te kunnen realiseren en daarbij rekening te houden met beperkte beschikbaarheden tijdens de zomervakantieperiode, vraagt Elia dat de Vlaamse Nutsregulator - in afstemming met de andere betrokken regulatoren - ten laatste eind juni 2025 een beslissing neemt over het hierbij ter goedkeuring ingediende voorstel tot wijziging van de T&C SA.

Hoewel het originele voorstel meer dan vier maand voor de beoogde go-live werden voorgelegd, zorgt de vraag voor een beslissing tegen eind juni er *de facto* voor dat er geen vier maanden zijn voor het finaliseren van de regulatoire beslissing. Verder werd op 23 juni 2025 nog bijkomende informatie, en een voorstel tot bijkomende aanpassing, aangeleverd ter vervollediging van het dossier.

Publieke consultatie

Artikel 4.4.24 van het 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 programma-agenten bepaalt in een typecontract. Deze overeenkomst wordt na **publieke consultatie** ter goedkeuring voorgelegd aan de Vlaamse Nutsregulator.

Elia organiseerde een publieke consultatie van 6 maart 2025 tot 7 april 2025 met betrekking tot T&C SA naar aanleiding van de *Return on Experience* (REX) van fase 1 van het iCAROS project. 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 (hierna: “BOP”)
- FEBEG
- Febeliec
- YUSO

Er werd aan de Vlaamse Nutsregulator een uitvoerig consultatieverslag overgemaakt. Elia heeft bijgevolg **voldaan** aan de procedurele vereiste inzake een publieke consultatieplicht.

II.2 Inhoudelijke vereisten

II.2.1. Voorwaarden uit beslissing BESL-2024-10

In de beslissing BESL-2024-10 legde de Vlaamse Nutsregulator enkele voorwaarden op ten aanzien van Elia.

- *Het wegwerken van aandachtspunten inzake **transparantie** en **niet-discriminatie***

De Vlaamse Nutsregulator neemt de aandachtspunten inzake transparantie en niet-discriminatie uit de vorige beslissing mee in zijn beoordeling van de transparantie en de niet-discriminatie onder titel II.1.2. “Conformiteit met de Vlaamse regelgeving”.

- *De Vlaamse Nutsregulator tijdig en inhoudelijk op grondige en transparante wijze te informeren en te **betrekken** bij de verdere stappen, waarbij documenten minstens 4 maanden voor de geplande go-live moeten worden overgemaakt;*

Zoals hierboven reeds besproken (onder titel II.1 Procedurele vereisten), is aan deze vereiste voldaan, gelet op het beperkte karakter van de ter goedkeuring voorgelegde wijzigingen.

- *Het uitvoeren van een **Return of Experience** en de indiening van een bijhorend evaluatierapport (ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1);*

Zoals verzocht door de Vlaamse Nutsregulator in zijn beslissing heeft Elia een *Return on Experience* (“REX”) over iCAROS fase 1 uitgevoerd, waarvan het voorwerp van deze beslissing het eindresultaat vormt. De resultaten van een bevraging van marktpartijen binnen deze REX werden toegelicht aan de marktpartijen en regulatoren via de *Task Force* iCAROS meeting van 11 december 2024. De eindresultaten van de REX werden toegelicht tijdens de *WG Grid* van 12 december 2024. Deze presentaties kunnen, samen met het door Elia ingediende consultatieverslag, als de resultaten/het evaluatierapport van de REX worden beschouwd.

- *Een **geconsulteerde planning** voor iCAROS fase 2 ter goedkeuring voor te leggen ten laatste 1 jaar na de go-live van iCAROS fase 1;*

Wat de planning betreft van het verdere verloop van de uitrol van iCAROS fase 2 heeft Elia per e-mail van 19 mei 2025 volgende reactie bezorgd aan de Vlaamse Nutsregulator:

“Wat betreft de planning voor iCAROS fase 2 zijn er momenteel afstemmingen lopende tussen Elia en de distributienetbeheerders (Synergrid), marktpartijen en regulatoren. Voor deze afstemming wordt de sequentie van de fase 2 zoals voorgelegd in de consultatie met marktpartijen tijdens de zomer van 2023 aangehouden. (...) De meest recente versie werd gepresenteerd in een WG Grid meeting van 4 oktober 2024. Tot op heden is het opstellen van deze planning een proces dat nog onderhevig is aan wijzigingen. (...) Gezien de nood aan duidelijkheid over het regulatoire traject dat doorlopen (zou) moet worden en de verwachtingen/planning van de betrokken regulatoren, lijkt het Elia te vroeg om de huidige planning voor iCAROS fase 2 te consulteren en ter goedkeuring voor te leggen aan de Vlaamse Nutsregulator. Dit zal waarschijnlijk ten vroegste voor OPA en de CRI uitbreiding samen met geplande officiële consultatie voor de design note OPA kunnen gebeuren, in de timing voorgesteld aan FORBEG Q1 2026. In de tussentijd zal Elia de marktpartijen en regulatoren blijven informeren over eventuele wijzigingen aan de voorziene planning.”

De Vlaamse Nutsregulator neemt akte van het feit dat Elia stelt dat de planning voor fase 2 zoals voorgelegd tijdens de zomer van 2023 nog steeds wordt aangehouden. De Vlaamse Nutsregulator begrijpt daarbij verder dat deze planning steeds indicatief en evolutief is en bijgevolg onderhevig kan zijn aan wijzigingen, o.a. door externe invloeden zoals bijvoorbeeld een wijzigend regelgevend kader.

De Vlaamse Nutsregulator vraagt om, zoals ook aangegeven door Elia, blijvend op de hoogte te worden gehouden van eventuele wijzigingen aan de voorziene planning.

II.2.2 Conformiteit met de Vlaamse regelgeving

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.

Zoals hogerop besproken vereist het TRPV ook dat de beheerder van het plaatselijk vervoernet op een transparante en niet-discriminerende wijze de modaliteiten en de voorwaarden voor de toepassing op de programma-agenten bepaalt in een typecontract.

Transparantie

Elia publiceerde samen met haar voorstel tot wijziging van de T&C OPA een verklarende nota waarin enerzijds het algemene kader van OPA wordt toegelicht en anderzijds een gedetailleerde toelichting van de specifieke wijzigingen binnen het voorliggende voorstel tot aanpassing. Deze verklarende nota draagt bij tot de transparantie van het **wijzigingsproces**.

1) Toetsing van de bepalingen uit BESL-2024-10

In zijn beslissing BESL-2024-10 (rekening houdend met wijziging BESL-2024-35), benadrukte de Vlaamse Nutsregulator (toen nog VREG) het belang van de uitwerking van **gedragen design én planning**:

“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. [...] 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”;

In de verklarende nota gaat Elia dieper in op de voorgestelde werkwijze voor design en planning:

“The second phase of iCAROS has been split in two steps with different releases in order to allow a realistic implementation. At the moment the following releases are proposed:

- *Step 1: Evolutions related to the availability planning process for TSO (and CDSO connected to TSO grid) connected technical facilities and DSO connected production and storage facilities and Congestion Risk Indicators (CRI)*
 - o *Release 1: Implementation of the full design related to availability planning process for TSO connected production and storage facilities with an installed capacity larger than or equal to 25 MW*
 - o *Release 2: Extension of the CRI to local (< 150 kV up to 36/30 kV) and DSO grid*
 - o *Release 3: Implementation of the full design related to availability planning process for TSO (and CDSO connected to TSO grid) and DSO connected production and storage facilities with an installed capacity larger than or equal to 1 MW, as well as for TSO-connected demand sites.*
- *Step 2: Evolutions related to scheduling and redispatching processes for TSO (and CDSO connected to TSO grid) connected production and storage facilities as well as scheduling process for TSO connected demand sites. In the framework of the Release 1 described above, this explanatory document supports the public consultation of the updated version of the Terms and Conditions for the Outage Planning Agent (T&C OPA) concerning the evolutions related to the availability planning process for TSO (and CDSO connected to TSO grid) connected production and storage facilities with an installed power larger than or equal to 25 MW. In parallel to this evolution but in a separate process, a design note describing the extension of the availability planning process to the TSO and DSO connected production and storage facilities with a power between 1 and 25 MW as well as TSO connected demand sites will be written (in the framework of Release 3). This note will be shared with market parties to collect feedback in the loop of Q1/Q2 2025.”*

De *Return of Experience* van fase 1 van het iCAROS project ondersteunt een bekomen van een gedragen design.

In workshops en bilateraal overleg (zie titel I.4 Voorafgaand traject) heeft Elia op een transparante manier een indicatieve planning bij de verschillende deeltappen van fase 2 gedeeld met de marktpartijen en de regulatoren, met oog op het bereiken van een gedragen planning.

In zijn beslissing BESL-2024-10 kaart de Vlaamse Nutsregulator het **gebrek aan transparantie** in bepaalde bepalingen aan:

“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 Vlaamse Nutsregulator stelt vast dat Elia op een aantal vlakken stappen vooruitzet wat betreft transparantie in de T&C SA en het bijhorend contract. De aanpassingen komen tegemoet aan een aantal bezorgdheden van marktpartijen die naar boven kwamen bij het proces van Return on Experience.

Aangezien de voorliggende wijziging van de T&C SA beperkt is tot **drie specifieke aanpassingen**, zal de Vlaamse Nutsregulator de aandachtspunten uit BESL-2024-10 **verder analyseren** bij de verdere uitwerking van de T&C SA in **fase 2** van het iCAROS-project.

Wat betreft de **afbakening van de rollen tussen de OPA, de SA en de evenwichtsverantwoordelijke** (in het Engels ‘Balancing Responsible Party’ of kortweg ‘BRP’), blijft het zo in dit voorstel van T&C SA dat de BRP de SA-verantwoordelijkheid dient op te nemen. De Vlaamse Nutsregulator verzoekt Elia om bij een volgende indiening de afzonderlijke rollen SA en BRP volledig uit te werken. De Vlaamse Nutsregulator vraagt Elia daarnaast om dit aspect ook mee te analyseren bij de uitwerking van het design voor eenheden kleiner dan 25 MW en het design voor verbruikssites.

2) Toetsing van de vernieuwde T&C SA

De Vlaamse Nutsregulator analyseerde de vernieuwde T&C SA verder onder de toetsingsgrond transparantie, hierbij rekening houdend met de reacties uit de publieke consultatie en de omgang van Elia met deze reacties. Het resultaat van deze analyse volgt hierna.

Wijzigingsproces

De uitgevoerde *Return on Experience* (REX) van fase 1 wordt geapprecieerd door de marktpartijen (reacties FEBEG, BOP, Febeliec).

De scope van de publieke consultatie beperkt zich tot de T&C SA, wat transparant is gecommuniceerd. Voor de T&C OPA was er in het voorjaar van 2025 parallel een traject lopende, met een aanzienlijke wijziging van de T&C OPA, dat al kadert in iCAROS fase 2 en waarover de Vlaamse Nutsregulator eveneens een beslissing heeft genomen.¹¹ In de marge van deze publieke consultatie hebben marktpartijen de kans hebben gekregen, en genomen, om terugmeldingen te doen wat betreft T&C OPA.

Voor aspecten gelinkt aan de CRI heeft Elia een apart traject opgezet, waarvoor momenteel een informele publieke consultatie lopende¹² is. Deze aspecten maken derhalve geen onderwerp uit van voorliggende beslissing.

De Vlaamse Nutsregulator merkt op dat Elia de publieke consultatie van de T&C SA REX fase 1 strikt beperkt tot drie punten die het zelf naar voor schuift na het voorafgaande informele traject (workshop en informele publieke consultatie). FEBEG geeft aan dat zeker niet al haar punten werden meegenomen. Aangezien het selecteren van de punten die worden meegenomen ook een belangrijk aspect is van een REX-oefening, beschouwt de Vlaamse Nutsregulator deze werkwijze als

¹¹ <https://www.vlaamsenutsregulator.be/nl/document/besl-2025-23>.

¹² https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20250429_informal-public-consultation-on-the-reporting-content-related-to-the-monitoring

een minder punt op het vlak van transparantie. Elia bevestigt in een reactie op de publieke consultatie wel haar bereidheid om met de geïmpacteerde marktpartijen verder te spreken over bijkomende verbeteringen, op te nemen in toekomstige publieke consultaties. De Vlaamse Nutsregulator verwelkomt deze bereidheid en verzoekt Elia om hier bij de verdere stappen van het iCAROS-project concreet verder gevolg aan te geven, bijvoorbeeld via aparte REX-trajecten of in combinatie met de voorziene vervolgstappen van het iCAROS-project.

Elia gaat in de publieke consultatie daarnaast wel al in op een algemene bezorgdheid van Febeliec omtrent de mogelijkheden en hefboomen van Elia om met congesties om te gaan. Elia geeft aan dat het ervan overtuigd is dat de aanpassingen net tot meer aangeboden flexibiliteit zullen leiden. Ook een tweede algemene bezorgdheid van Febeliec, omtrent de opvolging van de correcte indiening van redispatching biedingen door alle verplichte eenheden, wordt beantwoord, met een verwijzing naar een latere terugmelding via de WG Grid.

Terugkeer naar ‘Dagelijks Programma’ die rekening houdt met een technisch minimaal vermogen *DP_Pmin_{inj/off}*

Elia introduceert op vraag van een aantal marktpartijen een terugkeer naar ‘Dagelijks Programma’ die rekening houdt met een technisch minimaal vermogen *DP_Pmin_{inj/off}* waarnaar een technische unit zich mag richten in plaats van de planningswaarde, als deze planningswaarde kleiner is dan dit technisch minimaal vermogen.

Als achtergrond wordt meegegeven dat het opereren van bepaalde eenheden onder dit technisch minimaal vermogen een impact op de levensduur kan hebben, of andere technische kosten met zich mee kan brengen.

Onderstaande Elia-figuur uit de verklarende nota verduidelijkt de werkwijze voor een geval van injectie (vandaar de grafieken onder 0). De betrokken productie-eenheid dient bij de vraag naar terugkeer naar Dagelijks Programma slechts te reduceren tot het technisch minimaal vermogen (*-DP_Pmin_{inj}* in figuur) en niet tot de lagere planningswaarde (“Schedule” in figuur):

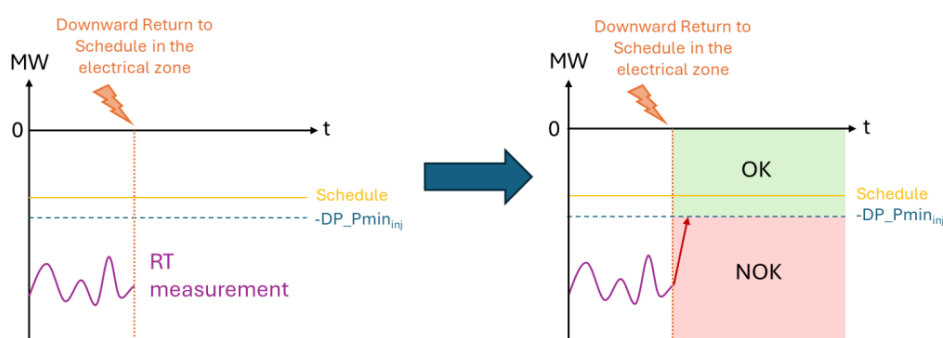


Figure 2 - Expected reaction by considering DP_Pmin_{inj} (possible to-be situation)

De impact op de T&C SA bepalingen is duidelijk en uitvoerig toegelicht in de verklarende nota, en als dusdanig verwerkt in het voorstel tot wijziging van de T&C SA.

De introductie van dit technisch minimaal vermogen lijkt in eerste instantie relevant voor windmolens, zoals ook blijkt uit de reacties van BOP en FEBEG. Een windpark kan bijvoorbeeld een planning ingediend hebben onder het technisch minimaal vermogen, in een situatie van

verwachting van beperkte windkracht (maar met vergoeding aan hoge marktprijzen). Als er dan sterkere wind dan verwacht is de dag zelf en Elia een terugkeer naar Dagelijks Programma afkondigt in de zone, kan het windpark bij hogere windkracht niet, moeilijk of ongewenst naar die eerdere, lagere (dan technisch minimaal vermogen) planningswaarde.

Elia introduceert dit principe echter op een technologie-neutrale wijze. Dit wordt expliciet ondersteund door FEBEG, dat de opstart van een thermische eenheid aanhaalt als ander potentieel voorbeeld. De Vlaamse Nutsregulator volgt Elia in zijn keuze voor een technologie-neutrale implementatie.

Febeliec daarentegen stelt in een reactie in de publieke consultatie de noodzaak voor de wijziging fundamenteel in vraag. Daarnaast uit het zijn bezorgdheid hoe het beoordelingsproces van de parameter $DP_Pmin_{inj/off}$ in de praktijk op een duidelijke en niet-discriminatoire manier kan verlopen.

De Vlaamse Nutsregulator heeft begrip voor de vragen van Febeliec. Het feit dat de SA van een productie-eenheid in eerste instantie zelf een planning had ingediend onder het technisch minimum, is inderdaad op het eerste gezicht contra-intuïtief. De Vlaamse Nutsregulator sluit echter niet uit dat er situaties zijn waarbij dit relevant is. Het bijkomend voorbeeld van FEBEG uit de publieke consultatie over een opstartende eenheid illustreert dit. In die zin heeft de Vlaamse Nutsregulator geen fundamenteel bezwaar tegen het principe. Het voorbeeld uit de publieke consultatie illustreert eveneens de zin van een technologie-neutrale implementatie.

De Vlaamse Nutsregulator stelt zich vragen bij de bepaling in artikel 4.A 'Specificaties voor het indienen van dagelijkse programma's', dat stelt (eigen **aanduiding**):

Een ingediend Dagelijks Programma bevat de volgende informatie:

- *Het Leveringspunt dat overeenkomt met het Dagelijks Programma;*
- *De Dag waarop het Dagelijks Programma van toepassing is;*
- *De reeks waarden, op kwartierbasis, uitgedrukt in MW, zoals gedefinieerd in Art. II.1, rekening houdend met het volgende:*
 - *De granulariteit is 0,1 MW;*
 - *De Injectie (Afname) wordt weergegeven door een negatieve (positieve) waarde;*
 - *De kwartierwaarde wordt opgenomen tussen $DP_Pmaxoff$ (of 0 indien niet van toepassing) en $DP_Pmaxinj$ (of 0 indien niet van toepassing). **Bij opstarten en uitschakelen kan deze waarde lager zijn dan $DP_Pmininj$ of $DP_Pminoff$.***

Deze bepaling lijkt niet in lijn met de beoogde toepassing bij windmolens.

Wat betreft het beoordelingsproces van de parameter $DP_Pmin_{inj/off}$, geeft Elia aan dat dit een technische parameter is, waarvoor door de SA technisch dient te worden verantwoord dat operatie eronder technisch gerelateerde kosten met zich meebrengt. Elia verwijst naar de procedure beschreven in Art. II.3.14 van de T&C SA:

Voor elk Leveringspunt worden de volgende waarden in Bijlage 1.A, die relevant zijn voor deelname aan de RD Service, als volgt bepaald:

- De Elektrische Zone die wordt vastgesteld door ELIA, overeenkomstig de Regels voor Coördinatie en Congestiebeheer.
- DP_Pmax_{inj} is gelijk aan de som van het maximale injectievermogen van alle Technical Units, gelieerd aan het Leveringspunt;
- DP_Pmin_{inj} is gelijk aan het laagste minimale injectievermogen van de Technical Units, gelieerd aan het Leveringspunt;
- DP_Pmax_{off} is gelijk aan de som van het maximale afnamevermogen van alle Technical Units, gelieerd aan het Leveringspunt;
- DP_Pmin_{off} is gelijk aan het laagste minimale afnamevermogen van de Technical Units, gelieerd aan het Leveringspunt.

Indien een van de bovengenoemde waarden niet van toepassing is, dient de SA in Bijlage 1.A "N.v.t." te vermelden. Deze waarden worden opgegeven in Bijlage 14.

In de definitielijst zijn de minimale technische vermogens gedefinieerd als:

- DP_Pmin_{inj} : Het minimale regelvermogen, weergegeven als een positieve waarde (in MW), dat door het Leveringspunt in het ELIA-Net kan worden geïnjecteerd;
- DP_Pmin_{off} : het minimale regelvermogen, weergegeven als een positieve waarde (in MW), dat door het Leveringspunt van het ELIA-Net kan worden afgenomen;

Op basis van bovenstaande bepalingen volgt de Vlaamse Nutsregulator Febeliec in haar reactie dat het beoordelingsproces en de beoordelingsgrond **niet volledig transparant** zijn.

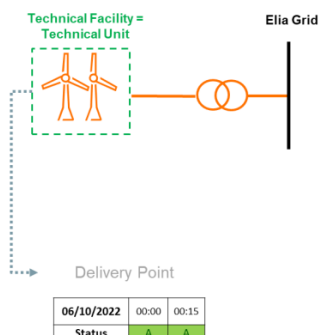
Zoals blijkt uit bovenstaande bepalingen wordt technisch minimaal vermogen gedefinieerd op het niveau van een leveringspunt. Een windpark behoort typisch tot een Power Park Module ("PPM"), wat in de Europese netcode RfG¹³ gedefinieerd is als:

17. „power park module”: een eenheid of een verzameling van eenheden die elektriciteit opwekt, die ofwel niet-synchroon ofwel via vermogenselektronica met het systeem verbonden is en één aansluitpunt heeft met een transmissiesysteem, een distributiesysteem, inclusief een gesloten distributiesysteem, of een HVDC-systeem;

¹³ Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net, Pb.L 27 april 2016, afl. 112; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>.

Dit wordt ook geïllustreerd in onderstaande figuur van Elia:

- The figure below illustrates the case of a **wind park** which is a Power Park Module (PPM) whose primary energy source is wind. The delivery point for the provision of the availability statuses is defined at the level of the technical unit (which is by default also the technical facility as it is a PPM)



Het leveringspunt omvat dan meerdere windmolens, waarvan er een deel in onderhoud of technisch onbeschikbaar kan zijn. Afhankelijk daarvan lijkt een ander technisch minimaal vermogen relevant te zijn. Het is dan ook niet transparant hoe deze technische parameter zinvol kan worden opgemaakt om in verschillende omstandigheden te kunnen worden gebruikt. Annex 1 met de lijst van leveringspunten bevat momenteel twee kolommen, voor de statische waarden van DP_Pmin_{inj} en DP_Pmin_{off} .

Terugkeer naar 'Dagelijks Programma' die rekening houdt met FCR

Deze tweede wijziging laat de levering van een FCR-dienst (opwaarts/neerwaarts) toe, samen met een terugkeer naar 'Dagelijks Programma' in de omgekeerde richting. Dit was tot hiertoe nog niet voorzien in de T&C SA. De aanpassing zorgt ervoor dat in dergelijke situaties de SA niet gepenaliseerd wordt voor de FCR-activatie geleverd door de BSP. De uitwerking is gebaseerd op de manier van werken bij aFRR.

Onderstaande figuur uit de verklarende nota verduidelijkt het gewenste gedrag (figuur Elia):



De aanpassing wordt geapprecieerd door de marktpartijen (reacties FEBEG en YUSO).

Een specifieke bezorgdheid van YUSO over leveringspunten met een beperkte energiehoud ("Limited Energy Reservoir" of kortweg "LER") is door Elia geanalyseerd en beantwoord in het kader van de publieke consultatie. De analyse leidde niet tot een noodzaak aan wijzigingen in de T&C SA.

Het originele voorstel van 22 april 2025 bevatte een fout in één van de formules. Via mail van 23 juni 2025 bezorgde Elia de analyse hieromtrent en een voorstel tot aanpassing van de betreffende

formule. De analyse van Elia is terug te vinden als bijlage 2 bij deze beslissing. Meer specifiek gaat het om onderstaande formule voor de situatie “Opwaarts” uit paragraaf 9.A ‘VASTSTELLING VAN EEN NIET-CONFORME TERUGKEER NAAR HET DAGELIJKS PROGRAMMA’ van de T&C SA:

$$DP_{\text{measured}} + FCR \text{ aangeboden volume down voor } DP + mFRR \text{ down geleverd door } DP + aFRR \text{ down geleverd door } DP \leq \text{drempel}$$

Deze formule dient gecorrigeerd te worden naar onderstaande versie, met een minteken voor het FCR-volume. Het aangeboden FCR-volume is immers steeds als een positieve waarde gedefinieerd, in tegenstelling tot bij aFRR en mFRR, waar ‘aFRR down geleverd’ en ‘mFRR down geleverd’ negatieve waarden betreft.

$$DP_{\text{measured}} - FCR \text{ aangeboden volume down voor } DP + mFRR \text{ down geleverd door } DP + aFRR \text{ down geleverd door } DP \leq \text{drempel}$$

Redispatching (RD) Energy Bid – Conditionele linken

De derde aanpassing betreft eerder een technische correctie omdat de huidige T&C niet correct omgaat met bepaalde situaties, meer specifiek in het geval er conditionele linken zijn waarbij er een ‘minimale activatietijd’¹⁴ (“Minimal Activation Time” of “MIT”) in het spel is. In de verklarende nota voegt Elia een voorbeeld toe van een start-up bieding met een ‘volledige activeringstijd’¹⁵ (“Full Activation Time” of “FAT”) van 30 minuten en een gelinkte continue bieding met een MIT van 120 minuten. De door Elia voorgestelde oplossing zorgt zo inderdaad voor de correcte verwerking van beide gelinkte biedingen. De oplossing wordt dan ook verwelkomd door FEBEG als een cruciale evolutie voor een aantal situaties.

De figuur in de verklarende nota stelt dat Elia garandeert dat de continue bieding altijd geactiveerd wordt als de startbieding werd geactiveerd. De verwerking van deze automatische activatie door Elia komt in de T&C SA zelf (Annex 5.C) minder transparant naar voor. De Vlaamse Nutsregulator vindt het zinvol om dit bij een volgende wijziging te verduidelijken.

¹⁴ MIT = minimale activatietijd = **minimale tijd** (in min) gedurende welke een reeks RD Energy Bids, gelieerd aan dezelfde Operating Mode, **continu geactiveerd** moet zijn.

¹⁵ FAT = volledige activeringstijd = **minimumperiode** die nodig is **tussen de vraag** om activering **en** de overeenkomstige **volledige levering** van het betrokken product. De FAT is standaard 12,5 minuten;

3) Conclusie toetsingsgrond transparantie

De Vlaamse Nutsregulator stelt vast dat Elia met deze wijziging stappen vooruitzet, meer specifiek op het vlak van transparantie.

De Vlaamse Nutsregulator verzoekt Elia verder in overleg te gaan met de marktpartijen omtrent de processen horend bij de geïntroduceerde parameter DP_Pmin, met oog op het verhogen van de transparantie.

Verder ondersteunt de Vlaamse Nutsregulator de openheid van Elia om een verdere Return on Experience (REX) te integreren in het vervolgtraject van het iCAROS-project en verzoekt hij Elia om hier bij de verdere stappen van het iCAROS-project concreet verder gevolg aan te geven, bijvoorbeeld via aparte REX-trajecten of in combinatie met de voorziene vervolgstappen van het iCAROS-project.

Overeenkomstig bovenstaande bespreking in II.2.2 dient de formule voor de situatie “Opwaarts” uit paragraaf 9.A ‘VASTSTELLING VAN EEN NIET-CONFORME TERUGKEER NAAR HET DAGELIJKS PROGRAMMA’ aangepast te worden naar:

$$DP_{measured} - FCR \text{ aangeboden volume down voor } DP + mFRR \text{ down geleverd door } DP + aFRR \text{ down geleverd door } DP \leq drempe$$

Niet-discriminatie

In iCAROS fase 1 zijn uitsluitend elektriciteitsproductie-eenheden en energie-opslagfaciliteiten met een nominaal vermogen van 25 MW of meer gekoppeld aan het Elia-net, rechtstreeks of via een gesloten distributienet, verplicht tot deelname aan de T&C SA (en T&C OPA).

De Vlaamse Nutsregulator uitte zijn bezorgdheid hierover via zijn beslissing BESL-2024-10:

“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. 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 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.

De Vlaamse Nutsregulator nam daarom volgende bepaling op in zijn beschikkende gedeelte van de beslissing BESL-2024-10:

*“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; “*

De Vlaamse Nutsregulator stelt vast dat de openstelling van iCAROS naar kleinere productie-eenheden en verbruikssites door Elia **geen deel uitmaakt van deze voorgestelde wijziging aan de T&C SA**, en door Elia voorzien wordt in *release* 3 van fase 2.

De Vlaamse Nutsregulator spoort Elia bijgevolg opnieuw aan om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende stappen in 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.

Minimale inhoud van het typecontract

TRPV-artikel 4.4.24 §2 beschrijft de minimale inhoud van het typecontract:

§2. Dit typecontract van de programma-agent beschrijft, met naleving van de bepalingen van de Europese netcode SO GL 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 gebruiker van het Plaatselijk Vervoernet 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 Art. 4.4.25;*
- 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 Art. 4.4.23 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 Art. 4.4.23, 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 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 Art. 4.4.22 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.*

Deze minimale inhoud werd reeds in detail getoetst in BESL-2024-10. Ook na de wijzigingen is nog steeds **voldaan** aan deze minimale inhoud.

II.3. Conclusie

De Vlaamse Nutsregulator stelt vast dat Elia met deze wijziging stappen vooruitzet, meer specifiek op het vlak van transparantie.

Tegelijk stelt de Vlaamse Nutsregulator vast dat er nog niet voldaan is aan alle vereisten van de SOGL, in het bijzonder wat betreft het toepassingsgebied van de T&C SA (in het bijzonder het ontbreken van kleinere eenheden, eenheden op het distributienet en verbruikssites) en de rol van de BRP.

De Vlaamse Nutsregulator verzoekt Elia verder in overleg te gaan met de marktpartijen omtrent de processen horend bij de geïntroduceerde parameter DP_Pmin, met oog op het verhogen van de transparantie.

Verder ondersteunt de Vlaamse Nutsregulator de openheid van Elia om een verdere *Return on Experience* (REX) te integreren in het vervolgtraject van het iCAROS-project en verzoekt hij Elia om hier bij de verdere stappen van het iCAROS-project concreet verder gevolg aan te geven, bijvoorbeeld via aparte REX-trajecten of in combinatie met de voorziene vervolgstappen van het iCAROS-project.

Overeenkomstig bovenstaande bespreking in II.2.2 dient de formule voor de situatie “Opwaarts” uit paragraaf 9.A ‘VASTSTELLING VAN EEN NIET-CONFORME TERUGKEER NAAR HET DAGELIJKS PROGRAMMA’ aangepast te worden naar:

$$DP_{\text{measured}} - FCR \text{ aangeboden volume down voor } DP + mFRR \text{ down geleverd door } DP + aFRR \text{ down geleverd door } DP \leq \text{drempel}$$

Beschikkend gedeelte

Vlaamse Nutsregulator beslist:

Artikel 1. De modaliteiten en voorwaarden voor de verantwoordelijke voor de programma-agenten (T&C SA), door Elia Transmission Belgium ter goedkeuring bij de Vlaamse Nutsregulator voorgelegd op 22 april 2025, en opgenomen in de bij deze beslissing gevoegde bijlage 1, **goed te keuren**, op voorwaarde dat de formule voor de situatie “Opwaarts” uit paragraaf 9.A ‘*VASTSTELLING VAN EEN NIET-CONFORME TERUGKEER NAAR HET DAGELIJKS PROGRAMMA*’ van de T&C SA, vóór de publicatie op de website van Elia, aangepast wordt naar (overeenkomstig bijlage 2):

$$DP_{\text{measured}} - FCR_{\text{aangeboden volume down voor DP}} + mFRR_{\text{down geleverd door DP}} + aFRR_{\text{down geleverd door DP}} \leq \text{drempel}$$

Artikel 2. Elia opnieuw te verzoeken, in lijn met beslissing BESL-2024-10, om zo snel mogelijk werk te maken van de implementatie van de volgende stappen in 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.

Artikel 3. te verklaren dat de beslissing in werking treedt op de dag van de publicatie op de website van Vlaamse Nutsregulator.

Voor Vlaamse Nutsregulator,

Sint-Joost-ten-Node

Digitally signed by
Pieterjan Renier
Ondertekend door: Pieterjan Renier (Signature)
Ondertekentijd: 27-6-2025 | 12:56:56 CEST
 **DocuSign**
C: BE
Uitgever: Citizen CA
BC6C2E7732274854824A8B1021116084

Pieterjan Renier
Algemeen directeur

Bijlagen:

1. T&C SA- origineel voorstel 22 april 2025
2. T&C SA iCAROS Phase 1 Return of Experience – review of Annex 9 formulas