

Proces-verbaal Working Group Belgian Grid (WG BG) 27/02/2019

Aanwezig:

W. Aertsens (INFRABEL)
M. Ceusters (FEBELIEC)
X. Coppin (FEBEG)
J. Decrop (EDORA)
E. De Kinderen (FEBEG)
N. Haaker (BRUGEL)
S. Harlem (FEBEG)
M. Malbrancke (Synergrid)
E. Mees (CREG)
L. Platbrood (FEBEG)
J. Robbelein (FOD Economie)
M. Van Bossuyt (FEBELIEC)
F. Vanwynsberghe (FEBELIEC)

D. Zenner (Voorzitter)
R. Vande Zande, A. Tsiokanos en S. Gorlé (Elia).

Agenda:

1. Goedkeuring van het proces-verbaal van de vergaderingen 14 juni, 17 oktober en 11 december 2018.
2. Implementatie netwerkcodes: Aanpassing van het Federaal Technisch Reglement (FTR)
 - 2.1. Stand van Zaken: herziening FTR
 - 2.2. Impact van een eventuele 'laattijdige' goedkeuring van het FTR
 - 2.3. Algemene eisen: Beslissing van de regionale regulatoren – stand van zaken
3. Mvar tarief
4. Diversen:
 - 4.1. Volgende vergaderingen van WG Belgian Grid in 2019

PROCES-VERBAAL

1. Goedkeuring van het proces-verbaal van de vergaderingen van de WG Belgian Grid van 14 juni, 17 oktober en 11 december 2018.

De Voorzitter van de WG Belgian Grid excuseert zich nogmaals ten aanzien van de leden van de werkgroep maar informeert hen dan ELIA er intern nog niet is in geslaagd om de achterstand voor wat betreft de opmaak van de verslagen van de vorige vergaderingen van de werkgroep weg te werken. We zullen trachten dit zo snel mogelijk aan te pakken en de verslagen in één pakket ter goedkeuring voor te leggen.

Bijgevolg zullen de verslagen van de WG Belgian Grid van 14 juni, 17 oktober en 11 december 2018 ter goedkeuring worden voorgelegd tijdens de volgende vergadering van de WG Belgian Grid.

2. Implementatie van de netcodes: aanpassing van het Federaal Technisch Reglement (FTR)

2.1. Stand van Zaken: herziening FTR

ELIA geeft een overzicht van de laatste stand van zaken omtrent het herzieningsproces van het FTR. De FOD Economie verduidelijkt dat het voorstel van FTR eerst gepresenteerd zal worden op de Ministerraad, alsook dat er in parallel ook nog regionaal overleg is voorzien. Dit vooraleer het Kabinet het voorstel zal overmaken voor advies aan de Raad van State.

De vooropgestelde deadline van 27 april 2019 (= inwerkingtreding netcode RfG) lijkt bijgevolg wel heel moeilijk te worden en de federale verkiezingen in mei 2019 lijken de zaken in ieder geval niet te gaan versnellen. Desalniettemin heeft ELIA begrepen dat de goedkeuring van het FTR ook kan plaats vinden terwijl de regering reeds in lopende zaken is, wat betekent dat de impact van een mogelijke 'laattijdige' goedkeuring wel beperkt kan worden in de tijd.

2.2. Impact van een eventuele 'laattijdige' goedkeuring van het FTR

Op vraag van verschillende leden van de Users Group, heeft ELIA een eerste high-level analyse opgemaakt voor het geval dat het herziene FTR niet tijdig in werking treedt.

Er zijn voornamelijk 2 grote problematieken die uit de analyse naar voor komen:

- **Toepasbaarheid van de aansluitingsvoorwaarden:** namelijk de inwerkingtreding van de exhaustieve voorwaarden naar aanleiding van de inwerkingtreding van de EU-netcodes en de niet-exhaustieve voorwaarden die gedefinieerd worden op nationaal niveau in het FTR (= problematiek "new versus existing").
- **Terms & conditions and methodologies,** waar we twee categorieën hebben: namelijk deze die rechtstreeks voortvloeien uit de EU-netcodes en diegene die ingeschreven zijn in het FTR.

Toepasbaarheid aansluitingsvoorwaarden:

FEBELIEC stelt dat het probleem zich voor "demand" (netcode DCC) ook zal stellen ook al is de inwerkingtredingsdatum hier pas later op het jaar (augustus 2019). Bijkomend zou het voor productie-installaties wel iets duidelijker moeten zijn wanneer het gaat over een nieuwe installatie of een modernisatie. Voor demand-eenheden is dit moeilijker te bepalen. De Voorzitter van de WG Belgian Grid reageert hierop dat het FTR eventueel nog in werking kan treden vooraleer de netcode DCC effectief in werking treedt, rekening houdend met het feit dat het FTR (namelijk een KB) goedgekeurd kan worden tijdens lopende zaken. Daarnaast heeft ELIA destijds een procedure voorgesteld in het FTR maar deze werd jammer genoeg niet weerhouden. De enige optie op dit ogenblik lijkt dan ook een case-by-case aanvraag bij de regulator.

De Voorzitter van de WG Belgian Grid benadrukt dat deze problematiek zich enkel stelt op federaal niveau. Op regionaal niveau zijn er daarentegen reeds maatregelen getroffen om deze problematiek op te vangen. Zo heeft de CWaPE een juridische analyse uitgevoerd die stelt dat zowel de exhaustieve als niet-exhaustieve voorwaarden pas moeten worden nageleefd vanaf het moment dat er een beslissing is over wat als een nieuwe of bestaande eenheid wordt beschouwd. ELIA heeft dit ook juridisch nagekeken en kan deze lezing van de CWaPE bevestigen.

EDORA vraagt waarom op federaal niveau de CREG dan geen gelijkaardige beslissing neemt? ELIA licht toe dat er op federaal niveau een andere aanpak

geldt waarbij alle technische vereisten opgenomen zijn in het FTR, maar zolang het FTR niet in werking treedt blijft er uiteraard juridische onzekerheid bestaan.

Terms and Conditions – EU-netcodes:

ELIA geeft een overzicht van de verschillende Terms and Conditions alsook welke versies (T&Cs BRP, BSP en RSP) reeds zijn ingediend ter goedkeuring bij de regulator. Het probleem dat zich stelt is dat wanneer het herziene FTR niet in werking treedt, er twee wettelijke basissen bestaan, namelijk:

- het huidige FTR voor het geldende ARP-contract
- maar eveneens ook de EU-net EBGL voor de T&C BRP

FEBELIEC vraagt wat de situatie zal zijn indien het FTR in werking treedt maar er op dat ogenblik nog geen goedkeuring is van de CREG omtrent deze T&Cs? Er zijn namelijk geen overgangsbepalingen voorzien? ELIA licht toe dat de CREG momenteel een "request for amendment" aan het opmaken is om de nodige aanpassingen door te voeren bijvoorbeeld omtrent NEMOLink of nog de recente ontwikkelingen in kader van Transfer of Energy, om zo hopelijk zo snel mogelijk tot een goedgekeurde versie te komen. De Voorzitter van de WG Belgian Grid voegt hieraan toe dat we dan pragmatisch te werk dienen te gaan en het ARP-contract moet kunnen blijven bestaan tot de T&Cs zijn goedgekeurd.

FEBELIEC vraagt ook of ELIA het voorziet om deze 'nieuwe' contracten te laten ondertekenen of wordt er ook mogelijks gekeken naar een automatische vernieuwing zoals voorzien is in het contract? De Voorzitter van de WG Belgian Grid informeert de leden van de werkgroep dat ELIA wel degelijk voldoende tijd (6 - 8 weken) heeft voorzien om deze nieuwe contracten te ondertekenen. Aangezien het hier toch gaat om een nieuw momentum, denkt ELIA dat het opportuun is om deze contracten opnieuw te laten ondertekenen door de ARP/BRP. ELIA zal eerst een uitgebreide uitleg voorzien tijdens de jaarlijkse ARP-workshop om nadien dan over te gaan tot de ondertekening van de T&Cs BRP. Uiteraard gaan we hier ook pragmatisch te werk gaan en heeft ELIA niet de intentie om activiteiten van de ARPs stop te zetten zuiver en alleen om administratieve redenen.

2.3. Algemene eisen: Beslissing van de regionale regulatoren – stand van zaken

ELIA licht nogmaals het verloop van het goedkeuringsproces van deze algemene eisen toe:

- Op 17 mei 2018 heeft ELIA zijn algemene eisen ingediend bij alle bevoegde overheden.
- Op federaal niveau is er geen expliciete goedkeuring van deze algemene eisen voorzien. Dit wordt bevestigd door de FOD Economie.
- Op regionaal niveau hebben de 3 regulatoren beslist om de door ELIA ingediende algemene eisen niet goed te keuren.
- Eind januari 2019 hebben ELIA en de distributienetbeheerders samengezeten met de regulatoren om hun opmerkingen te bespreken en te bekijken welke aanpassingen nodig zijn om een goedkeuring te bekomen.
- Indiening van een aangepast voorstel van algemene eisen is voorzien midden april 2019. Synergrid heeft de intentie om gelijktijdig ook de aangepaste C10/11 in te dienen, aangezien de regulatoren graag over beide documenten beschikken wanneer ze hun beslissing nemen.

FEBELIEC stelt dat als een CDSO ook fungeert als RSO ook de verplichting heeft om algemene eisen in te dienen. Indien deze geen eigen algemene eisen heeft ingediend, zullen de C10/11 automatische van toepassing zijn, bijgevolg wordt de vraag gesteld of er ook kan worden afgestemd met de CDSOs.

INFRABEL vraagt als de algemene eisen op regionaal niveau tot de bevoegdheid behoren van de regulatoren en deze documenten bijgevolg ook bindend worden (naast de technische reglementen, naast het FTR en de C10/11, etc....). Hoe gaan al deze bindende teksten met elkaar gecorreleerd kunnen worden? Men gaat de beoogde harmonisatie van de netcodes toch volledig gaan uithollen? Waarom schrijft men de technische vereisten niet gewoon in de technische reglementen? De Voorzitter van de WG Belgian Grid geeft aan wat verrast te zijn en de opmerking niet volledig te begrijpen omdat deze aanpak niet geheel verschilt van de huidige praktijk. FEBEG repliceert dat er wel een verschil in penaltiteiten kan zijn omdat het wel gaat om bindende documenten met een andere juridische waarde. BRUGEL geeft aan dat de algemene eisen en de C10/11 wel degelijke dezelfde juridische waarde hebben. Namelijk het is een voorstel van de netbeheerders hetwelk een goedkeuring beoogd van de regulator.

ELIA geeft daarnaast ook een **high-level overzicht van de door de regulatoren gemaakte opmerkingen:**

- Bepalingen inzake CDSOs en de assets gelegen in deze CDS. Hier stellen de regulatoren dat de transmissienetbeheerder niet de bevoegdheid heeft om technische vereisten op te leggen voor assets gelegen binnen een CDS. Vandaar hun vraag om dit te verwijderen. De regulatoren zullen dit later mee opnemen in de relevante regelgeving (= technische reglementen voor distributie).
- Frequentie: Opmerking van Cogen Vlaanderen aangaande de temperatuurvereisten en opstarttijd van bepaalde eenheden (WKKs en gasturbines). ELIA had in haar oorspronkelijk voorstel de richtlijnen van ENTSO-E gevolgd. Na overleg met Cogen Vlaanderen werden de temperatuurvereisten reeds aangepast in het voorstel van aangepast FTR. Voor de opstarttijden is er gelijkschakeling voorzien met de vereisten zoals bepaald in Duitsland. ELIA heeft voorgesteld om dit via een uitzonderingregime in het FTR in te schrijven zodat de gedefinieerde 'default' regel wel blijft bestaan. Dit is vandaag echter nog niet opgenomen in het FTR. De desbetreffende vereisten zullen wel aangepast worden in de nieuwe versie van de algemene eisen.

3. MVAR tarief

De Voorzitter van de WG Belgian Grid informeert de leden over de lopende consultatie omtrent de belangrijkste elementen/evoluties zoals opgenomen in het tariefdossier 2020-2023. In deze consultatie wordt ook stilgestaan bij de door ELIA voorgestelde aanpassingen aan het MVAR tarief. ELIA presenteert de aanpak zoals voorzien in het consultatiedocument in meer detail aan de leden van de werkgroep.

Zo worden er vandaag twee trechters toegepast voor afname. ELIA stelt voor om deze ook toe te passen voor injectie zodat de toepassing van dit incentiverend tarief volledig symmetrisch wordt. Bedoeling is dat het MVAR tarief echt een incentiverend tarief wordt, namelijk zolang je binnen de trechter blijft betaal je geen extra tarief. FEBELIEC vraagt of dit wordt toegepast op het toegangspunt? ELIA bevestigt dit. FEBELIEC reageert dat dit problematisch is in geval een CDSO omdat er vandaag geen middel bestaat om bij zijn achterliggende klanten zijn reactief af te regelen (aangehaalde voorbeeld: BASF en Zandvliet Power). FEBELIEC begrijpt zeer duidelijk de gehanteerde principes alsook de daar bijhorende toekomstvisie maar vandaag zijn er geen middelen om het tarief door te voeren en dit zolang het nieuwe design niet is geïmplementeerd. De CDSO is namelijk niet in staat de eventuele opgelopen kosten door te rekenen aan de juiste achterliggende klant gezien het tarief op toegangsniveau wordt toegepast. Bijkomend kan het zijn dat een achterliggende klant injecteert en buiten de trechter gaat, terwijl in realiteit het de "load" klanten zijn die de rekening gepresenteerd zullen krijgen.

De Voorzitter van de WG Belgian Grid stelt dat we naar dit geval specifiek zullen moeten kijken in welke mate dit afhankelijk is van het specifieke statuut van het aangehaalde voorbeeld (Zandvliet Power) of dat we hier algemeen een oplossing voor moeten zoeken. Wel is het zo dat ELIA de nettarieven altijd op niveau van het toegangspunt berekent. De controle van de dienst daarentegen kan echter wel op een ander, achterliggend punt.

FEBEG is toch wat verrast omtrent het scepticisme dat ELIA hier naar voor brengt omtrent de MVAR praktijk? De Voorzitter van de WG Belgian Grid reageert hier op dat we langs de net-kant moeten vaststellen dat er zich voor injectie een probleem stelt voor wat het reactief huishouden betreft van de productie-eenheid en dat er onrechtstreeks veelal op het net gerekend wordt om dit te compenseren; terwijl het voor injectie juist makkelijker zou moeten zijn om te regelen. EDORA vraagt of RES en WKKS worden geïmplementeerd met dit tarief. De Voorzitter van de WG Belgian Grid stelt dat het tarief technologie neutraal is en dat er niet 1 specifieke categorie geïmplementeerd wordt. Elia wenst enkel te bekomen dat elk aansluitingspunt, of het nu om netto injectie of netto afname gaat, zo goed als reactief neutraal opereert.

De Voorzitter van de WG Belgian Grid concludeert dat er bijgevolg drie elementen verder uitgeklaard dienen te worden:

- de impact van lokale productie neutraliseren
- penaliteit ingeval van niet levering
- hoe we de toegangshouder op de hoogte kunnen brengen/houden

Tot slot, in kader van de publieke consultatie omtrent het tariefdossier 2020-2023, vraagt FEBELIEC wat ELIA zal doen in kader van de netverliezen. De Voorzitter de WG Belgian Grid stelt dat zolang er geen FTR is goedgekeurd, ELIA geen aanpassing zal voorstellen aan de huidige praktijken en blijft de compensatie in nature door de ARP van kracht.

Op basis van de laatste informatie waarover Elia beschikt, zou het voorstel van aangepast FTR momenteel voorzien dat ELIA "by default" de verliezen zou moeten aankopen, tenzij de T&C BRP in een andere regeling voorzien. Er zijn echter geen overgangsbepalingen voorzien ook al had ELIA hiervoor gepleit. Indien dit op deze manier zou moeten uitgevoerd worden, dan zal Elia nagaan in welke mate zij het tariefdossier alsnog aanpast en hoe de overgang van een systeem 'in nature' naar een systeem 'aankoop door de TSO' pragmatisch kan overgaan.

FEBELIEC stelt dat dergelijke overgangsbepalingen of overgangperiode toch wel wenselijk is zodat de industrie zich kan voorbereiden (aanpassen van contracten, dubbele betaling vermijden etc....) op deze omschakeling.

De Voorzitter van de werkgroep bevestigt dat ELIA een tariefdossier zal indienen zonder dergelijke aankoopverplichting. Verder geeft de Voorzitter nog mee dat als er zich toch een wijziging zou opdringen, dit uiteraard een toch wel niet te onderschatten impact met zich zal meebrengen voor wat de nettarieven betreft.

4. Diversen

Volgende vergaderingen van de WG BG:

- De vergadering van donderdag 21 maart 2019 zal worden geannuleerd. Er zal een doodle worden uitgestuurd om een nieuwe datum te zoeken begin april 2019.
- Op woensdag 22 mei 2019 om 14u30 is er ook reeds een WG Belgian Grid gepland. Deze zal zoals gewoonlijk plaats vinden in de kantoren van Elia.

De Voorzitter van de WG Belgian Grid geeft aan de leden van de werkgroep mee dat ELIA tijdens één van de volgende vergaderingen zeker zal terugkomen op de volgende topics:

- MVAR tarief
- Substantiële modernisatie – procedure
