

Belanghebbendenoverleg voorstel wijziging Technisch Reglement voor de Distributie van Elektriciteit in het Vlaamse Gewest – schriftelijke reacties

Vergadering d.d. 8/11/2022

Aanwezig:

/

1 Flexibiliteit

1.1 Invulling buitengewone omstandigheden

1.1.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

Conform de delegatie aan de VREG in art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet, stelden we een invulling voor buitengewone omstandigheden voor, die de toepassingsvoorwaarden voor gereserveerde technische flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer beschrijven.

1.1.2 De schriftelijke reacties hierop

Na het belanghebbendenoverleg van 8 november ontvingen we hieromtrent reacties van ODE, FEBEG, Fluvius en Elia.

ODE

ODE is bezorgd dat het huidige voorstel voor de invulling van buitengewone omstandigheden het gebruik van gereserveerde technische flexibiliteit te eenvoudig maakt, en daarmee marktgebaseerde flexibiliteit te snel buiten spel zet. ODE meent dat het voorliggende ontwerp te weinig economische signalen aan de distributienetbeheerders en marktdeelnemers geeft om marktgebaseerde oplossingen voor congestieproblemen te ontwikkelen.

ODE kaart daarbij specifiek aan dat het niet wenselijk is om bij de afweging van buitengewone omstandigheden de vergelijking te maken tussen de marginale kost van marktgebaseerde flexibiliteit en de verwachte (maximale) marginale kost van technische flexibiliteit. ODE oppert dat deze laatste vergoeding immers niet kostenreflectief is, omdat de compensatie zoals bepaald door art. 3.1.34/3 van het Energiebesluit zich baseert op day-ahead prijzen, terwijl hernieuwbare energie vaak via duurder¹ langetermijncontracten verkocht wordt; daarnaast brengt de compensatie zoals voorgesteld door de Vlaamse Regering ook de gedeerde inkomsten door niet-deelname aan andere flexibiliteitsproducten ten dienste van Elia niet in rekening. Dit leidt er toe dat marktgebaseerde flexibiliteit onterecht te snel als te duur kan worden bevonden in vergelijking met de beschouwde niet-kostenreflectieve compensatie voor niet-marktgebaseerde flexibiliteit. ODE stelt voor om in de vergelijking de verwachte (maximale) marginale kost van technische flexibiliteit aan te vullen met een extra term die het verschil tussen de year-ahead en de day-ahead prijs in rekening brengt, om zo een dichtere benadering van de reële gedeerde inkomsten te bekomen; ODE merkt op dat

¹ Op het moment van lokale congestie zal er vaak algemeen veel hernieuwbare energieproductie zijn, waardoor de day-ahead prijs vaak rond nul zal liggen of negatief zal zijn.

deze nieuwe uitdrukking echter nog steeds de potentiële winstmarge van een project niet exact inschat.

ODE geeft wat betreft het bepalen van de compensatie van technische flexibiliteit tot slot aan dat het op termijn meer wenselijk zou zijn om over te stappen naar een aanpak gebaseerd op het redispatch model van Elia (zoals ook afzonderlijk in meer detail besproken in Sectie 1.3.5 van dit verslag).

Daarnaast wijst ODE er op dat het onduidelijk is hoe de evaluatie van buitengewone omstandigheden exact gebeurt, en welke impact dit heeft op de toepassing van marktgebaseerde dan wel gereserveerde technische flexibiliteit om het totale benodigde flexibiliteitsvolume te leveren; meer specifiek is het niet duidelijk of het invoeren van buitengewone omstandigheden impliceert dat het noodzakelijke flexibiliteitsvolume in zijn geheel gedekt moet worden door gereserveerde technische flexibiliteit, zonder dat er hierbij nog marktgebaseerde flexibiliteit aan te pas komt.

FEBEG

FEBEG vreest, net als ODE, dat de voorgestelde invulling de ontwikkeling van marktgebaseerde flexibiliteit op het distributienet teniet zal doen. FEBEG struikelt specifiek over het feit dat de huidige invulling vereist dat een asset over een lange termijn (i.e., een jaar op voorhand) een engagement uitspreekt om marktgebaseerde flexibiliteit aan te bieden, wat een zeer moeilijke vereiste is, zeker voor kleinere assets, en wat zal leiden tot relatief hoge prijzen (deze bezorgdheid werd verder mondeling toegelicht door FEBEG ter aanvulling op de schriftelijke reactie).

FEBEG stelt zich ook vragen bij de voorgestelde formule, gebruikt om de marginale kost van marktgebaseerde flexibiliteit af te wegen ten opzichte van de verwachte (maximale) marginale kost van technische flexibiliteit. Het is hen niet duidelijk hoe de formule in praktijk zal worden uitgewerkt. FEBEG kaart aan dat er heel wat inschattingen en hypothesen nodig zullen zijn.

FEBEG is bovendien, net als ODE, van mening dat de compensatie voor verplichte afregeling op termijn moet geregeld worden via het redispatch model (zoals ook afzonderlijk in meer detail besproken in Sectie 1.3.5 van dit verslag), waarbij de verplichte afregeling het business model van de afgeregelde asset niet impacteert. In lijn met deze redenering moet de verhouding tussen de kost van marktgebaseerde flexibiliteit en gereserveerde flexibiliteit steeds kleiner zou moeten zijn dan 1, omdat congestie moet opgelost worden aan de laagst mogelijke kost voor de maatschappij, en het niet te verantwoorden is dat er verplicht moet gekozen worden voor duurdere marktgebaseerde flexibiliteit.

Fluvius

Fluvius vraagt om de drempelwaarden van de parameters die de geldigheid van buitengewone omstandigheden bepalen, niet vast te leggen in het TRDE, maar om deze periodiek vast te leggen op voorstel van de distributienetbeheerder met goedkeuring van de VREG, bijvoorbeeld in het kader van het investeringsplan.

Fluvius stelt daarnaast de gekozen numerieke waarden voor de drempelwaarden in vraag, en meer bepaald of deze de economische efficiëntie en het maatschappelijke voordeel voldoende waarborgen.

Tot slot kaart Fluvius aan dat de marginale kostprijs van marktgebaseerde flexibiliteit en van gereserveerde technische flexibiliteit moeilijk op voorhand ingeschat kunnen worden.

Elia

Elia steunt de keuze om een beperking op te leggen op de spread tussen de prijs voor marktgebaseerde en niet-marktgebaseerde flexibiliteit, om het totale kostenplaatje niet te laten

exploderen. Wel wijst Elia er eveneens op dat de kostprijs voor flexibiliteit moeilijk in te schatten is door de distributienetbeheerder.

Elia heeft daarnaast ook enkele vragen tot verduidelijking bij de toepassing van gereserveerde technische flexibiliteit.

Zo stelt Elia zich de vraag of er in geval van situaties die niet voorzien kunnen worden (en dus niet in rekening kunnen gebracht worden bij de afweging in het investeringsplan), en die niet onder onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden vallen, de distributienetbeheerder beroep kan doen op technische flexibiliteit.

Daarnaast vraagt Elia zich ook af of de distributienetbeheerder beroep kan doen op gereserveerde technische flexibiliteit indien er wel een kostenefficiënte netinvestering mogelijk is, maar deze pas later in dienst zal genomen worden.

1.1.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

De VREG neemt akte van de bezorgdheden van ODE en FEBEG omtrent de gekozen beslissingsparameters om buitengewone omstandigheden af te toetsen. De VREG bevestigt dat de compensatie voor gereserveerde technische flexibiliteit, zoals momenteel ingevuld door de Vlaamse Regering, niet volledig kostenreflectief is. Toch kiest de VREG ervoor om momenteel gebruik te blijven maken van verwachte maximale marginale kost van technische flexibiliteit als vergelijkingsbasis, in plaats van het alternatief voorgesteld door ODE (of het redispatch model²), omdat deze kost de kost is die door de netbeheerder betaald moet worden. Het feit dat deze compensatie niet kostenreflectief is, wordt ondervangen door toe te laten dat de verwachte marginale kost van marktgebaseerde flexibiliteit x% (in het huidige voorstel 20%) hoger mag liggen dan de verwachte maximale marginale kost van technische flexibiliteit, in plaats van dat deze maximaal even duur mag zijn.

De VREG wenst te erkennen en te benadrukken dat het gekozen percentage van 20% slechts een eerste opzet is, en dat een herevaluatie hiervan op korte termijn nodig kan zijn. Dit zal dan ook nauwgezet opgevolgd worden. Indien meer opportune waarden aan de orde blijken, bv. wanneer marktgebaseerde flexibiliteit te snel verworpen wordt, dan zal dit opgevangen worden via een aanpassing van art. 2.3.22/1 TRDE.

Om tegemoet te komen aan de bedenkingen van FEBEG over de praktische evaluatie van de gekozen beslissingsparameters, voorziet de VREG een grondige toelichting van zijn visie hierop in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.2 en Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/1.

Wat betreft de bedenking van ODE en FEBEG dat het voorliggende ontwerp te weinig economische signalen geeft aan de distributienetbeheerders en/of marktdeelnemers om marktgebaseerde oplossingen voor congestieproblemen te ontwikkelen, wenst de VREG nog volgende zaken op te merken.

Wat betreft het signaal aan de distributienetbeheerders, wenst de VREG ODE te wijzen op art. 2.3.22 TRDE dat de distributienetbeheerders oplegt om specificaties op te stellen voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer of redispatching. Dit traject is lopende: na een eerdere weigering van de ter goedkeuring voorgelegde specificaties door de VREG bij beslissing van 16 september 2022 (BESL-2022-150)³, werd de elektriciteitsdistributienetbeheerders opgelegd om uiterlijk op 1 juli 2023 een herziene versie van de specificaties ter goedkeuring aan de VREG voor te leggen. We volgen dit verder nauwgezet op.

² De motivering waarom er momenteel niet gekozen wordt voor het redispatch model, komt in detail aan bod in Sectie 1.3.5 van dit verslag.

³ Beslissing van de VREG met betrekking tot de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching (BESL-2021-150), raadpleegbaar via: <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-150>.

Wat betreft het signaal aan de marktdeelnemers, erkent de VREG, zoals hierboven reeds besproken, het belang van goed gekozen drempelwaarden voor de beslissingsparameters om buitengewone omstandigheden af te toetsen. Daarnaast onderschrijft de VREG ook het standpunt van FEBEG dat, om meer marktgebaseerde flexibiliteit te ontsluiten, er meer ruimte zou moeten zijn voor het lanceren van meerdere opeenvolgende marktvrAGEN voor kortere termijnen. De VREG heeft dit aspect meegenomen in zijn gedetailleerde motivering in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.2.

Over de vraag van ODE hoe buitengewone omstandigheden moeten geëvalueerd worden heeft de VREG de volgende reactie. Na het lanceren van een tender voor marktgebaseerde flexibiliteit kan de netbeheerder nagaan of buitengewone omstandigheden van toepassing zijn. Deze check doet de netbeheerder per ontvangen bieding van flexibiliteit. De ingediende biedingen dekken niet noodzakelijk het volledige gewenste flexibele volume af. Voor het gedeelte van het gewenste flexibele volume waarvoor de netbeheerder geen biedingen heeft ontvangen of waarvoor buitengewone omstandigheden van toepassing zijn kan hij gereserveerde technische flexibiliteit toepassen.

De VREG neemt akte van de wens van Fluvius om de drempelwaarden te mogen bepalen, maar wijst erop dat de invulling van buitengewone omstandigheden expliciet aan de VREG werd gedelegeerd, en niet aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders. De VREG wenst hier opnieuw, zoals hierboven reeds aangehaald, te erkennen dat de gekozen drempelwaarden slechts een eerste opzet zijn, die indien nodig gewijzigd zullen worden via een aanpassing van art. 2.3.22/1 TRDE. Dit zal nauwgezet opgevolgd worden.

Voor de gedetailleerde motivering van de gekozen drempelwaarden verwijst de VREG naar het consultatiedocument, Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/1 TRDE.

De VREG erkent de bezorgdheden van Fluvius en Elia over de inschatting van de marginale kostprijs van marktgebaseerde flexibiliteit en van gereserveerde technische flexibiliteit. Om hieraan tegemoet te komen, verduidelijkt de VREG in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.2, en Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/1 TRDE, meer in detail zijn visie hierop. De VREG staat open voor suggesties van de belanghebbenden om deze visie verder te verbeteren.

De onduidelijkheden aangekaart door Elia worden in detail behandeld in het consultatiedocument, Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/1 TRDE. De VREG bevestigt dat in beide aangekaarte gevallen de distributienetbeheerder beroep kan doen op gereserveerde technische flexibiliteit (in het eerste geval omdat er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is, in het tweede geval omdat een redelijke en kostenefficiënte netinvestering (nog) niet mogelijk is (maar wel de meest kostenefficiënte oplossing is)).

1.2 Invulling onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden

1.2.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

Conform de delegatie aan de VREG in art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet, stelden we een invulling voor onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden voor, die de toepassingsvoorwaarden voor niet-gereserveerde technische flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer beschrijven.

1.2.2 De schriftelijke reacties hierop

Na het belanghebbendenoverleg van 8 november ontvingen we hieromtrent reacties van Fluvius, ODE en FEBEG.

Fluvius

Fluvius kaart aan dat de voorgestelde invulling voor onvoorziene uitzonderlijke omstandigheden niet volledig in overeenstemming is met art. 1.5.1 (begrip noodsituatie) en art. 1.5.6 (definitie van overmacht) van het TRDE.

Daarnaast is Fluvius van mening dat de beperking van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden tot louter noodsituatie niet in lijn lijkt met de geest van de Vlaamse regelgeving. Het lijkt hen zeer moeilijk te verantwoorden dat netgebruikers geen vergoeding ontvangen bij een ongeplande stroomonderbreking $< 4u$, terwijl andere netgebruikers wel een vergoeding ontvangen bij modulatie t.g.v. een tijdelijke congestie n.a.v. een ongeplande stroomonderbreking.

Fluvius stelt daarop voor om de invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden uit te breiden als volgt:

- i. de omstandigheden voorafgaand, tijdens en bij het voorlopig en definitief verhelpen van een ongeplande stroomonderbreking;
- ii. elke noodsituatie zoals beschreven in art. 1.5.1;
- iii. elke situatie waarbij de distributienetbeheerder dient in te grijpen conform art. 1.5.3;
- iv. elke netuitbatingsomstandigheid die de distributienetbeheerder niet redelijkerwijs kan voorspellen of voorkomen.

ODE/FEBEG

ODE en FEBEG onderschrijven de invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden zoals voorgesteld door de VREG.

ODE en FEBEG merken op dat er via het Verzameldecreet IV nog wijzigingen zullen doorgevoerd worden aan het flexibiliteitskader, die een impact zullen hebben op de toepassing van niet-gereserveerde technische flexibiliteit, en vraagt om te verduidelijken hoe deze wijzigingen meegenomen zullen worden in de officiële consultatie/goedkeuring van het TRDE.

1.2.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

De VREG wenst er op te wijzen dat de voorgestelde invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden niet strikt samenvalt met een noodsituatie, noch met overmacht. Hierdoor komt de invulling inderdaad niet overeen met art. 1.5.1 en art. 1.5.6 TRDE.

De VREG neemt akte van het standpunt van Fluvius dat de voorgestelde invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden niet in lijn lijkt met de geest van de Vlaamse regelgeving. Desondanks meent de VREG dat er wel degelijk een strikt onderscheid kan gemaakt worden tussen een onderbreking en een afregeling, en welke regels er wanneer van toepassing zijn, conform de Vlaamse regelgeving. Dit wordt in detail toegelicht in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.3.

De alternatieve invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden, zoals voorgesteld door Fluvius, kan niet zonder meer gevolgd worden. De voorstellen onder punt ii. en iii. stroken volgens de VREG immers niet met de geldende regelgeving. De VREG licht dit in detail toe in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.4, waar de onderlinge verhouding tussen lokale congestie en een noodsituatie besproken wordt. De gedetailleerde motivering voor de invulling van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden zoals voorgesteld door de VREG, en waarom deze afwijkt van de voorstellen onder punt i. en iv., wordt in detail besproken in het consultatiedocument, Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/2.

We verwelkomen de positieve reacties van ODE en FEBEG op ons voorstel.

Tot slot, zoals aangehaald door ODE, werd er inderdaad gewerkt aan een ontwerp van decreet (Verzameldecreet IV) dat het Energiedecreet wijzigt, o.a. wat betreft niet-gereserveerde technische flexibiliteit. Dit Verzameldecreet IV werd inmiddels, op 21 december 2022, aangenomen in de plenaire vergadering van het Vlaams Parlement, en werd op 29 december 2022 gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad, waarna het op 8 januari 2023 in werking trad. Ten gevolge van deze recente wijziging van de regelgeving moet er bijkomend – ten opzichte van wat er werd voorgelegd tijdens het belanghebbendenoverleg – voorzien worden in een invulling van het begrip “economische efficiëntie van commerciële middelen” indien onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden gelden; deze invulling werd mee opgenomen in het gewijzigde TRDE dat wordt voorgelegd ter consultatie. Merk op dat de voorgelegde invulling van de begrippen “buitengewone omstandigheden” en “onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden” niet geïmpacteerd wordt door de wijziging van het Energiedecreet.

1.3 Overige vragen/opmerkingen/suggesties omtrent flexibiliteit

1.3.1 Toepassingsgebied van flexibiliteit

1.3.1.1 Ontvangen reacties

Fluvius

Fluvius geeft aan dat zij ervan overtuigd zijn dat de inzet van flexibiliteit in hoofdzaak bedoeld is voor toepassing bij structurele congesties in het elektriciteitsnet. Het opentrekken van dit toepassingsgebied naar lokale congesties t.g.v. korte operationele handelingen lijkt hen te ver gaan, en plaatst een vlotte operationele uitbating van het distributienet stevig onder druk. Fluvius kaart ook aan dat het niet haalbaar is om binnen het beperkte tijdsvenster voorafgaand aan deze operationele handelingen telkens een efficiënte marktwerking te organiseren.

Elia

Elia stelt zich de vraag of de toevoeging van §4 en §5 aan art. 2.3.8 geïnterpreteerd moet worden als een uitzondering op §1, §2 en §3.

1.3.1.2 Repliek van de VREG

De Vlaamse regelgeving verwijst naar de toepassing van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer, zonder dat het toepassingsgebied daarbij verder beperkt wordt tot structurele congestie. De VREG volgt deze visie, en is bijgevolg van mening dat ook in het geval van lokale congestie t.g.v. operationele handelingen, het flexibiliteitskader, met al zijn modaliteiten, van toepassing is.

De VREG neemt akte van de bezorgdheid van Fluvius over de haalbaarheid van het organiseren van een efficiënte marktwerking binnen een beperkt tijdsvenster. Van FEBEG en ODE vernam de VREG echter dat het lanceren van een marktvrage voor flexibiliteit over korte termijnen mogelijk, en zelfs wenselijk is. In het consultatiedocument licht de VREG in detail zijn visie toe over de praktische implementatie van flexibiliteit, en over de nodige marktwerking (zie consultatiedocument, Sectie 4.1.1.2, en Sectie 4.1.2.2, motivering van art. 2.3.22/1 TRDE).

Wat betreft de interpretatie van art. 2.3.8 §4 en §5 TRDE, verduidelijkt de VREG dat deze niet moeten geïnterpreteerd worden als uitzondering op §1, §2 en §3, maar als een aanvulling, waarbij er verwezen wordt naar de meer inhoudelijke regels waaraan de elektriciteitsdistributienetbeheerders moeten voldoen in geval van lokale congestie of redispatching.

1.3.2 Toepassingsgebied van technische flexibiliteit

1.3.2.1 Ontvangen reacties

ODE/Zero Emission Solutions (ZES)

ODE en Zero Emission Solutions stellen enkele vragen tot verduidelijking wat betreft de categorieën van netgebruikers die onder gereserveerde technische flexibiliteit vallen.

Zo is het niet duidelijk of de grens van 1 MW geldt per aansluitingspunt, of per installatie. Daarnaast is het ook niet duidelijk of gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing zou zijn op installaties onder 1 MW met telecontrole.

Tot slot vraagt ODE zich af of er afname door batterijen verplicht kan worden.

1.3.2.2 Repliek van de VREG

De VREG verwijst voor het antwoord op deze vragen naar art. 3.1.34/1 van het Energiebesluit. De bevoegdheid om de categorieën van netgebruikers op wie gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is te bepalen, werd immers gedelegeerd naar de Vlaamse Regering.

Uit art. 3.1.34/1 van het Energiebesluit, en op basis van art. 5 van de EU-Verordening 2016/631, tabel 1, maakt de VREG op dat de grens van 1 MW geldt op het niveau van de installatie waarvan de technische flexibiliteit wordt gevraagd.

Art. 3.1.34/1 van het Energiebesluit stelt dat gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing is op 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. Dit impliceert volgens de VREG dat gereserveerde technische flexibiliteit ook van toepassing is op installaties onder 1 MW met telecontrole.

Over de verplichting van afname door batterijen wordt er in art. 3.1.34/1 van het Energiebesluit geen specifieke melding gemaakt. De VREG is van oordeel dat het wijzigen van afname (demand response) steeds op vrijwillige basis moet gebeuren, en dus niet onder gereserveerde technische flexibiliteit valt.

1.3.3 Bepaling van het geactiveerde flexibiliteitsvolume

1.3.3.1 Ontvangen reacties

ODE/FEBEG

ODE en FEBEG geven aan dat ze zich op korte termijn kunnen vinden in de aanpak om gebruik te maken van referentieprofielen om het afgeregelde volume (ex post) te bepalen in het geval van gereserveerde technische flexibiliteit. Ze kaarten echter aan dat het belangrijk is om zo snel mogelijk te evolueren naar een real-time berekening die gebruik maakt van effectieve meetgegevens. ODE en FEBEG merken op dat hiervoor momenteel geen modaliteiten werden opgenomen in het TRDE, en wijzen er op dat het hen belangrijk lijkt om hier aandacht aan te besteden.

1.3.3.2 Repliek van de VREG

De VREG steunt de vraag naar een correcte, meer real-time bepaling van de flexibiliteitsvolumes. De VREG wijst er op dat art. 4.1.6, §1, 15° van het Energiedecreet de distributienetbeheerder de bevoegdheid verleent om (in overleg met relevante marktpartijen) de specificaties te bepalen om het flexibiliteitsvolume te berekenen. Momenteel kiezen we er voor om nog geen bijkomende verplichtingen in te schrijven in het TRDE, in afwachting van de verdere invulling door de distributienetbeheerder.

1.3.4 Beslissingsschema marktgebaseerde, gereserveerde technische en niet-gereserveerde technische flexibiliteit

1.3.4.1 Ontvangen reacties

Fluvius

Fluvius kaart aan dat het beslissingsschema, zoals getoond door de VREG tijdens het belanghebbendenoverleg d.d. 08/11/2022, volgens haar niet in lijn ligt met de geest van de Vlaamse regelgeving. Fluvius verwijst daarbij naar de geplande wijziging van het Energiedecreet via Verzameldecreet IV.

1.3.4.2 Repliek van de VREG

Zoals benadrukt tijdens het belanghebbendenoverleg, is het toen getoonde beslissingsschema een vertaalslag van de destijds geldende versie van art. 4.1.17/5 van het Energiedecreet. De VREG bevestigt dat de wijziging van het Energiedecreet via het Verzameldecreet IV – reeds gepland ten tijde van het belanghebbendenoverleg, maar pas op 8 januari 2023 in werking getreden – een impact heeft op dit beslissingsschema, zoals ook al mondeling toegelicht tijdens het belanghebbendenoverleg. Om eventuele verwarring te vermijden, verwijzen we tijdens de consultatie niet meer naar het beslissingsschema dat tijdens het belanghebbendenoverleg werd getoond.

1.3.5 Gebruik van het redispatch model

1.3.5.1 Ontvangen reacties

ODE/FEBEG

ODE en FEBEG zijn voorstander van een aanpak zoals in het redispatch model van Elia, waarbij er een volledige vergoeding gebeurt van de geproduceerde energie alsof er geen activatie was van flexibiliteit, aan de stroomprijzen waarvoor de installatie een contract afsloot (zoals verder mondeling toegelicht, zou dit model nog wel moeten aangevuld worden met een aparte vergoeding van de certificaten). Op die manier zou er eenzelfde model toegepast kunnen worden op het niveau van het transmissienet (reeds geïmplementeerd), plaatselijk vervoernet van elektriciteit (implementatie aan de gang) en distributienet.

ODE is vragende partij om een datum op te nemen in het TRDE vanaf wanneer de distributienetbeheerders redispatching moeten toepassen.

1.3.5.2 Repliek van de VREG

De VREG steunt de overtuiging van ODE en FEBEG dat het wenselijk is om het redispatch model te gebruiken voor de activatie van technische flexibiliteit op het transmissienet, plaatselijk vervoernet van elektriciteit en distributienet, des te meer gegeven het feit dat de flexibiliteit op het distributienet kan ingezet worden voor bovenliggende netten. De VREG wenst hierbij eerst de verdere uitbreiding van het ICAROS project naar het distributienet door Elia af te wachten, eerder dan de distributienetbeheerders nu reeds te verplichten om een (alternatief) redispatching systeem uit te rollen, los van Elia.

1.3.6 Maximaal toegelaten afregeling van hernieuwbare energie

1.3.6.1 Ontvangen reacties

ODE

ODE vraagt een expliciete vermelding in het TRDE van de interpretatie dat de Europese beperking, die stelt dat de redispatching bij installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken ten hoogste 5% mag bedragen van de jaarlijks opgewekte elektriciteit, geldt op installatieniveau, en niet op systeemniveau.

1.3.6.2 Repliek van de VREG

Wegens het overschrijfverbod⁴ herhaalt de VREG deze inperking, die reeds ingeschreven staat in de hogere regelgeving, niet expliciet in het TRDE. Het feit dat deze beperking volgens de VREG op installatieniveau geldt, wordt wel expliciet opgenomen in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.1.

1.3.7 Afregeling van hernieuwbare versus fossiele energie

1.3.7.1 Ontvangen reacties

ODE/Zero Emission Solutions (ZES)

ODE en Zero Emission Solutions uiten de bezorgdheid dat volgens het huidige voorliggende kader de kans bestaat dat bij congestie hernieuwbare elektriciteit eerder wordt afgeregeld dan fossiel opgewekte elektriciteit, omdat er voor deze laatste een hogere vergoeding betaald moet worden. Aangezien dit ingaat tegen de geest van de energietransitie, vraagt ODE of de VREG hier een oplossing voor kan bieden in het TRDE.

1.3.7.2 Repliek van de VREG

De toegestane afregeling van elektriciteitsproductie-installaties die hernieuwbare energiebronnen gebruiken, en van hoogrenderende warmtekrachtkoppeling, wordt door art. 13 (5) en (6) van de Europese Verordening 2019/943 aan banden gelegd. De VREG meent dat deze bepalingen in de hogere regelgeving tegemoet komen aan de bezorgdheid van ODE. Omwille van het overschrijfverbod worden deze inperkingen, die reeds ingeschreven staat in de hogere regelgeving, niet herhaald in het TRDE. Wel wordt hun geldigheid benadrukt in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.2.

1.3.8 Verplichting telecontrolekast met continue regeling

1.3.8.1 Ontvangen reacties

ODE

ODE kaart aan dat bij veel oudere telecontrolekasten er geen continue regeling mogelijk is, maar slechts een afregeling van de productie tot 50% of 0%, waardoor een extra negatieve financiële impact kan ontstaan. ODE vraagt daarom om in het TRDE een bepaling op te nemen die de distributienetbeheerders verplicht om zo snel mogelijk een telecontrolekast met continue regeling te voorzien wanneer ze voor een bepaalde asset gereserveerde technische flexibiliteit wensen toe te passen.

1.3.8.2 Repliek van de VREG

De VREG kiest ervoor om geen bijkomende bepalingen op te leggen. Indien de distributienetbeheerders deze continue regeling nodig achten kunnen zij die immers zelf voorzien op hun eigen kosten; een algemene verplichting zou kunnen leiden tot overbodige kosten.

⁴ Een Europese verordening heeft rechtstreekse werking: het maakt automatisch deel uit van de nationale rechtsorde. Het gevolg van de rechtstreekse toepasselijkheid is dat het de lidstaten verboden is een verordening te implementeren in de zin dat er geen omzetting in nationaal recht mag plaatsvinden. Soms wordt dit ook 'het overschrijfverbod' genoemd.

1.3.9 Flexibiliteit op vraag van een bovenliggende netbeheerder

1.3.9.1 Ontvangen reacties

Fluvius

Fluvius is van mening dat er vandaag onvoldoende modaliteiten zijn voor een toepassing van flexibiliteit op vraag van een bovenliggende netbeheerder, zonder dat de distributienetbeheerder gehouden is te verifiëren of de bovenliggende netbeheerder aan het wettelijk kader voldoet. In afwachting van deze invulling kunnen bijkomende productie-installaties geweigerd worden t.g.v. congestie op het koppelpunt en het transmissienet.

Elia

Elia stelt zich de vraag of de bovenliggende netbeheerder beroep kan doen op technische flexibiliteit aangesloten op het distributienet voor het oplossen van congestie op het transmissienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit, en vraagt zich af waar de noodzakelijke bepalingen dienen ingeschreven te worden (in het TRDE of in het TRPV⁵).

1.3.9.2 Repliek van de VREG

De VREG wenst Fluvius en Elia te wijzen op het feit dat de toepassing van flexibiliteit op vraag van een bovenliggende netbeheerder reeds ondervangen wordt door het bestaande art. 2.3.8 van het TRDE, dat stelt dat de distributienetbeheerder flexibiliteit kan inzetten voor congestie veroorzaakt op andere netten dan die van de distributienetbeheerder, de beheerder van het bovenliggende net en de distributienetbeheerder hierover afspraken maken in de samenwerkingsovereenkomst. Bijgevolg zouden, in tegenstelling tot wat Fluvius aanhaalt, bijkomende productie-installaties niet zonder meer geweigerd mogen worden, maar moeten de regels rond het toepassen van flexibiliteit, geldig op de respectievelijke netten, toegepast worden. De VREG erkent wel dat de noodzakelijke herziening van de samenwerkingsovereenkomst nog niet is doorgevoerd. Na verdere mondelinge toelichting door Fluvius begreep de VREG dat het overleg tussen Elia en Fluvius hieromtrent wel reeds is opgestart.

1.3.10 Combinatie van flexibiliteitsdiensten

1.3.10.1 Ontvangen reacties

ODE/Centrica

ODE en Centrica vragen meer duidelijkheid over de regels indien assets die vallen onder technische flexibiliteit, ook andere netondersteunende diensten aanbieden aan de transmissienetbeheerder. Er wordt gevraagd om hier in de technische reglementen een duidelijk kader voor vast te leggen.

Daarnaast kaarten ODE en Centrica aan dat er onduidelikheden zijn wat betreft de vergoeding van boetes of andere penaltiteiten t.g.v. de niet-deelname aan netondersteunende diensten.

1.3.10.2 Repliek van de VREG

Zoals in detail toegelicht in het consultatiedocument, Sectie 4.1.1.4, is lokale congestie een specifiek geval van een noodsituatie. Wanneer er zich congestie voordoet, dan mag de distributienetbeheerder conform (het reeds bestaande) art. 1.5.3 van het TRDE alle uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen nemen die hij nodig acht met het oog op het waarborgen of het herstel van de operationele veiligheid en de betrouwbaarheid van het elektriciteitsdistributienet, of om verdere schade te voorkomen. Dit impliceert dus dat technische flexibiliteit volgens het TRDE steeds prioriteit heeft op flexibiliteitsdiensten voor andere doeleinden.

⁵ Dit is het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van Elektriciteit, zie <https://www.vreg.be/nl/technische-reglementen>

De VREG neemt akte van de onduidelijkheid over de impact van (niet-vergoede) boetes en andere penaliteiten, maar wijst er op dat dit buiten zijn bevoegdheid valt; de invulling van de compensatie voor technische flexibiliteit is de bevoegdheid van de Vlaamse Regering.

1.3.11 Uitrol van een generiek aanbiedingsplatform voor flexibiliteit

1.3.11.1 Ontvangen reacties

ODE/FEBEG/Centrica

ODE en FEBEG zijn vragende partij voor de uitrol van een generiek platform waar verschillende vormen van flexibiliteit aangeboden kunnen worden. Ze menen dat indien de compensatie voor technische flexibiliteit kostenreflectief is, vrijwillige biedingen voor marktgebaseerde flexibiliteit en verplichte biedingen voor technische flexibiliteit in competitie kunnen treden in de gecongestioneerde zone, en de netbeheerder op het platform eenvoudigweg de goedkoopste optie vanuit maatschappelijk standpunt moet kiezen.

Ook Centrica is vragende partij voor een neutraal marktplatform, dat een *level playing field* garandeert voor verschillende technologieën, en dat gealigneerd is met de verschillende markten.

1.3.11.2 Repliek van de VREG

De VREG steunt de visie om in te zetten op een zo generiek mogelijke aanpak. Wel wenst de VREG te benadrukken dat de bepalingen uit de hogere regelgeving niet uit het oog mogen verloren worden bij de mogelijke uitwerking van een dergelijk generiek aanbiedingsplatform voor flexibiliteit (o.a., prioritaire toepassing van marktgebaseerde flexibiliteit, beperkingen wat betreft de afregeling van hernieuwbare energie/WKK, ...).

Op dit moment verkiest de VREG om verdere marktontwikkelingen af te wachten, alvorens verdere bepalingen hieromtrent in te schrijven in het TRDE.

1.3.12 Vereisten voor de meetinrichting

1.3.12.1 Ontvangen reacties

Thermovault

Thermovault is van mening dat het niet nuttig is om technische voorwaarden aan de meetinrichting op te leggen om diensten aan de elektriciteitsdistributiebeheerder aan te bieden.

De schrapping van de tijdsbeperking die ingeschreven is in het TRDE om geen beperkingen op te leggen voor flexibiliteit op het laagspanningsnet wordt gesteund door Thermovault.

Voor de vereisten van de nauwkeurigheid en plaatsing van meetuitrustingen stelt Thermovault voor om het begrip “geaggregeerde nauwkeurigheid” in te voeren. Dit verlaagt de drempel voor deelname van laagspanningsnetgebruikers aan de flexibiliteitsmarkten.

1.3.12.2 Repliek van de VREG

In het TRDE is in artikel 3.2.26 – Specifieke bepalingen voor flexibiliteit op het laagspanningsnet – een vrijstelling ingeschreven voor laagspanning. Op het laagspanningsnet is het niet noodzakelijk om een meetinrichting te hebben die het gebruiksprofiel registreert. Eveneens kan een vrijstelling aangevraagd worden aan de VREG om te beschikken over een op afstand uitleesbare meetinrichting.

Voor het begrip “geaggregeerde nauwkeurigheid” vindt de VREG het te vroeg om dit in te voeren, het maakt dan ook geen deel uit van de voorliggende wijziging van het TRDE.

1.3.13 Overgangsmodaliteiten – ontbreken van marktgebaseerde flexibiliteit

1.3.13.1 Ontvangen reacties

Fluvius

Fluvius geeft aan dat het voor hen niet duidelijk is hoe zij invulling moeten geven aan de voorgestelde afwegingen onder buitengewone omstandigheden nu er nog geen marktproduct beschikbaar is.

1.3.13.2 Repliek van de VREG

Conform art. 13 van de Europese Verordening 2019/943 (en zoals herhaald in het voorstel voor art. 2.3.22/1, TRDE) gelden buitengewone omstandigheden indien er geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar is; in dat geval mag de elektriciteitsdistributienetbeheerder meteen beroep doen op gereserveerde technische flexibiliteit. De VREG wenst hierbij op te merken dat een marktproduct voor lokaal congestiebeheer niet zonder meer mag ontbreken; de elektriciteitsdistributienetbeheerders werd opgelegd om, na een eerdere weigering door de VREG bij beslissing van 16 september 2022 (BESL-2022-150)⁶, uiterlijk op 1 juli 2023 een herziene versie van de specificaties voor de marktgebaseerde aankoop van flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer ter goedkeuring aan de VREG voor te leggen.

1.3.14 Overgangsmodaliteiten – bestaande contracten

1.3.14.1 Ontvangen reacties

Fluvius

Fluvius merkt op dat het voor haar onduidelijk is hoe zij moet omgaan met oude bestaande contracten, waarbij geen N-1 garantie voorzien werd. Fluvius is van mening dat de nieuwe regelgeving hier niet van toepassing is, en dat deze klanten niet plotseling betaald kunnen worden voor een afregeling in het kader van technische flexibiliteit.

Elia

Ook Elia geeft aan dat het voor hen niet duidelijk is of bestaande aansluitingen met flexibele toegang nu de factor vervangen worden door technische flexibiliteit.

1.3.14.2 Repliek van de VREG

De Vlaamse Regering bepaalt in art. 3.1.34/1 en 3.1.34/2 van het Energiebesluit de categorieën van netgebruikers op wie respectievelijk gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit van toepassing zijn. De enige uitzondering die hier wordt toegelaten, is dat gereserveerde technische flexibiliteit niet van toepassing is op bestaande aansluitingen met flexibele toegang als de producent ervoor kiest het bestaande aansluitingscontract te behouden. Voor alle anderen is het flexibiliteitskader van toepassing.

⁶ Beslissing van de VREG met betrekking tot de specificaties voor de aankoop van flexibiliteitsdiensten, voor het beheer van lokale congestie of redispatching (BESL-2021-150), raadpleegbaar via: <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-150>.

2 SMR3

2.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

Tijdens het belanghebbendenoverleg lanceerden we het voorstel om vanaf 1 januari 2025 standaard de kwartierwaarden uit de digitale meters uit te lezen en te gebruiken in de allocatie. Dit komt neer op het verplicht maken van Meetregime 3 bij alle digitale meter klanten.

2.2 De schriftelijke reacties hierop

Betreffende dit voorstel ontvingen we schriftelijke reacties van vier belanghebbenden, namelijk Fluvius, FEBEG, ODE en Zero Emission Solutions (ZES).

Fluvius

Fluvius geeft aan dat ze het standpunt uit de visienota flexibiliteit van de Vlaamse regering ondersteunen waarin actie 14 bepaalt dat het uitlezen van kwartierwaarden de standaard wordt voor digitale meters tegen 2025 maar dan zonder gebruik ervan in de markt. Het beperkt zich dan louter tot het ter beschikking stellen als informatieve gegevens. Fluvius beschouwt het algemeen gebruik van meetregime 3 als een volgende stap die na 1 januari 2025 gezet moet worden met bijhorende marktafspraken en opschaling van systemen.

Fluvius wijst er daarnaast op dat de geciteerde voordelen (i.e., een betere allocatieberekening) enkel ten volle gerealiseerd worden indien alle klassieke meters vervangen zijn door een digitale meter. Ook is Fluvius van mening dat de impact van een steeds groter aandeel van gemeten profielen op de allocatiemethodiek eerst nog geanalyseerd dient te worden.

FEBEG

FEBEG geeft aan dat een omschakeling naar meetregime 3 voor alle slimme meters een positieve stap is die ze graag mee willen faciliteren, maar is van mening dat een datum vastleggen voor die omschakeling momenteel nog niet aan de orde is. FEBEG merkt op dat er de komende jaren nog veel geïmplementeerd moet worden vanuit de regelgeving (bv. energiedelen, flexibiliteit op laagspanning). Het is daarom belangrijk om de juiste prioriteiten te stellen. Ten tweede is er de impact op de achterliggende systemen. Het volume aan bijkomende data die de leverancier ontvangt indien alle slimme meters in meetregime 3 opereren, is erg groot. Daarom zijn ingrijpende aanpassingen aan de IT infrastructuur noodzakelijk die meerdere jaren (> 5 jaar) in beslag zullen nemen.

Verder merkt FEBEG op dat Fluvius aangeeft dat de datum van 1 januari 2025 niet haalbaar is. Hierdoor leeft de vrees dat de leveranciers uiteindelijk zullen geconfronteerd worden met een workaroud om de deadline te halen. Bovendien hebben consumenten zonder aanstuurbare applicaties geen directe baat bij een algemene verplichting. Misschien zelfs het tegenovergestelde, meer data voor de leveranciers betekent ook een hogere kost voor de verwerking ervan. Consumenten die naar meetregime 3 willen overstappen hebben die mogelijkheid op vandaag al. Het is geen prioriteit om dat te verplichten voor klanten die de stap (nog) niet willen zetten.

Als laatste merkt FEBEG op dat een algemene verplichting van Meetregime 3 een risico inhoudt voor het draagvlak van de digitale meter. Door bezorgdheden over privacy zou het kunnen dat consumenten opnieuw vijandiger tegenover de digitale meter komen te staan.

Wat de communicatie van individuele kwartiergegevens betreft bevestigt FEBEG dat voor een leverancier het dagelijks ontvangen van individuele kwartierwaarden van meetregime 3 klanten noodzakelijk is voor de uitvoering van zijn taken (forecasting). Geaggregeerde waarden geven ons onvoldoende inzicht en controle.

ODE

ODE is van mening dat de uitfasering van meetregime 1 en de overschakeling naar meetregime 3 is een logische stap die meer mogelijkheden zal bieden om flexibiliteit te ontsluiten. Hierdoor zullen zowel afnemers als potentiële aanbieders van flexibiliteitsdiensten meer inzicht krijgen in het verbruik. Over de timing stelt ODE dat een implementatie vanaf 2025 voldoende ruimte lijkt te laten voor de nodige aanpassingen bij netbeheerders en energieleveranciers.

Zero Emission Solutions

Zero Emission Solutions steunt het voorstel van de VREG om meetregime 3 vanaf 1 januari 2025 verplicht te maken. ZES merkt op dat het aan de regulator is om te bepalen wat de prioriteiten van de netbeheerder moeten zijn.

2.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

We nemen akte van de bezorgdheden inzake de impact van SMR3 op de IT-systemen van de leveranciers en de implementatie door Fluvius in de marktprocessen. Op basis van deze reacties en verdere analyse lijkt een wijziging van het Energiebesluit noodzakelijk om een dergelijke verplichting van het gebruik van SMR3 mogelijk te maken. We nemen daarom deze verplichting niet verder mee in het huidige wijzigingstraject.

3 Definitie van het begrip ‘binneninstallatie’

3.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

We stelden een definitie voor van het begrip ‘binneninstallatie’ waarmee bedoeld wordt op de eigen installatie van een netgebruiker, dus de installatie en lijnen ‘achter de meter’. Deze definitie zou dan dienstig zijn voor een -nog uit te werken- regulering met betrekking tot dergelijke installaties, en meer bepaald het beperken van de geografische spreiding ervan.

3.2 De schriftelijke reacties hierop

Na overleg van 8 november ontvingen we hieromtrent reacties van Fluvius, ODE, FEBEG en ZES.

Fluvius zette uiteen dat het Synergrid-voorschrift C1/107 thans gewijzigd wordt, en een definitie van het begrip ‘binneninstallatie’ in het nieuwe ontwerp staat. Dit nieuwe voorstel is reeds geconsulteerd. Fluvius wijst erop dat de definitie in het TRDE best niet teveel afwijkt van het bestaande technische kader, en wijst tevens op het feit dat dit begrip elektrotechnisch gezien zeer breed gebruikt wordt. Fluvius stelt dan ook voor dat eventueel met een andere term dan de term ‘binneninstallatie’ zou worden gewerkt om het beoogde doel te bereiken.

Qua regulering van de geografische spreiding van de ‘binneninstallatie’ stelt Fluvius voor dat een binneninstallatie de grenzen van de eigen site niet mag overschrijden, behalve indien die eigen site doorkruist wordt door een openbare weg (wegenis, fietspaden en paden). Volgens Fluvius zouden privé-kabels [bedoeld wordt: deel uitmakend van de binneninstallatie] nooit parallel aan het distributienet mogen worden aangelegd. Fluvius verwijst ten slotte naar de definitie van het begrip “afnamepunt” in het Energiedecreet (punt waar elektriciteit of aardgas van het net wordt afgenomen en verbruikt), waaruit de bedoeling van de decreetgever wordt afgeleid dat afnamepunt niet enkel het punt is waar afname (van het net) plaatsvindt, maar tevens waar verbruikt wordt.

FEBEG en ODE zijn van mening dat elke installatie die via directe lijn verbonden is hoedanook als onderdeel van een binneninstallatie moet worden beschouwd, ongeacht de geografische ligging. FEBEG wijst daarbij op het feit dat de directe lijn in voorkomend geval immers expliciet wordt toegelaten door de VREG, als deze de ‘eigen site’ overschrijdt.

Zero Emission Solution wijst op het belang van het maken van een onderscheid tussen nieuwe en bestaande installaties, als een beperking ontstaat m.b.t. de geografische spreiding van binneninstallaties.

3.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

We stellen voor om het begrip ‘binneninstallatie’ niet te definiëren, noch te reguleren, in het kader van het TRDE. We laten het aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders over om een definitie op te nemen in passende voorschriften.

Conform art. 2.2.45, §1 TRDE (laagspanningsnet) en art. 2.2.50 §1 (midden- en hoogspanningsnet) kunnen de elektriciteitsdistributienetbeheerders immers aanvullende technische voorschriften voor aansluitingsinstallaties en installaties van elektriciteitsdistributienetgebruikers op het distributienet vaststellen.

Fluvius geeft aan dat al voorzien wordt in een definitie van het begrip “binneninstallatie” in de eerstvolgende versie van het Synergrid-voorschrift “C1/107”. Fluvius uit ook al zijn ideeën omtrent de geografische afbakening van dergelijke binneninstallatie, en wordt ook in de praktijk rechtstreeks geconfronteerd met mogelijke configuraties.

We wijzen er wel op dat het voorschrift C1/107 enkel van toepassing is op het laagspanningsnet. Het is aan de elektriciteitsdistributienetbeheerders om, indien gewenst, een regeling uit te werken die van toepassing is op andere spanningsniveaus.

4 Schrappen van oriënterende studie

4.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

We stelden voor om bij een aansluitingsaanvraag de oriënterende studie te schrappen. We gaven volgende redenen op:

- Netgebruiker kan geen enkel recht ontlenen aan een oriënterende studie;
- Een oriënterende studie wordt (bijna) nooit aangevraagd door netgebruikers;
- Op laagspanning is de kostprijs van een oriënterende en detailstudie gelijk (detailstudie geeft wel rechten aan de netgebruikers);
- Na een oriënterende studie moet steeds een detailstudie worden aangevraagd.

4.2 De schriftelijke reacties hierop

Na overleg van 8 november ontvingen we hieromtrent reacties van Fluvius, ODE, FEBEG en ZES.

Fluvius

Fluvius deelt de mening van de VREG dat vanuit het oogpunt voor een vereenvoudiging het een goede zaak lijkt om de oriënterende studie te schrappen. Enerzijds wordt deze studie heel weinig aangevraagd, anderzijds heeft deze studie geen capaciteitsreservatie tot gevolg wat bij netgebruikers tot verkeerde verwachtingen kan leiden.

ODE

ODE vindt een schrapping van de oriënterende studie vandaag niet aanvaardbaar. Deze studie wordt voor hernieuwbare energie projecten aangewend in de vroege fase van de ontwikkeling van een project. De verkregen informatie uit de oriënterende studie is cruciaal om een goede inschatting te maken van de nodige CAPEX. Als gegevens zoals aansluitcapaciteit, spanningsniveau en andere informatie vrij beschikbaar gemaakt wordt voor ontwikkelaars van nieuwe projecten, dan is de schrapping van een oriënterende studie aanvaardbaar.

FEBEG

Febeg is van mening dat een schrapping van de oriënterende netstudie niet wenselijk is zolang er geen data zoals onder meer aansluitcapaciteit en spanningsniveau netaansluiting, vrij beschikbaar is voor de ontwikkelaars van hernieuwbare energie.

Als de oriënterende studie zou worden afgeschaft, moet de VREG de nodige garanties voorzien, zodat FLUVIUS transparant de data vrijgeeft of publiceert omtrent de aansluitingsmogelijkheden en capaciteiten in haar netwerk.

ZES

Zero Emission Solutions is voorstander van de schrapping van de oriënterende studie. ZES is vragende partij om meer (gratis) data te verkrijgen van Fluvius zodat een netgebruiker (eventueel bijgestaan door een studiebureau) meer zicht krijgt op de mogelijkheden op een bepaalde locatie om projecten te kunnen ontwikkelen.

4.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

ODE en FEBEG willen de schrapping van de oriënterende studie enkel wanneer noodzakelijke data vanuit de netbeheerder op een transparante manier ter beschikking gesteld.

De VREG stelt voor op basis van de verkregen reacties om de mogelijkheid te behouden voor netgebruikers die aangesloten zijn of worden op het midden- of hoogspanningsnet om een oriënterende studie aan te vragen.

5 Toezicht op gereguleerde documenten van distributienetbeheerders

5.1 Het initiële voorstel – voorwerp van overleg 8/11/2022

We stelden tijdens het stakeholderoverleg voor om het artikel 1.2.4 te wijzigen. Dat artikel handelt over “Modelcontracten, reglementen, technische voorschriften, procedures en formulieren van elektriciteitsdistributienetbeheerders”. Aan dit artikel worden volgende wijzigingen voorgesteld:

- Voorstel tot wijziging van §2: 'voldoende ruim voorafgaand' vervangen door 'minstens 75 dagen voorafgaand'. Hierdoor werd een invulling gegeven aan het begrip 'voldoende ruim voorafgaand': de termijn waarbinnen gereguleerde documenten van de distributienetbeheerder moeten worden overgelegd aan de VREG ter commentaar of goedkeuring.
- Voorstel tot wijziging van §4: de termijn voor mogelijke inwerkingtreding van documenten die voorafgaand ter commentaar van de VREG moeten worden voorgelegd verkorten van 60 naar 30 dagen. Dit impliceert dat documenten sneller in werking zouden kunnen treden bij het uitblijven van commentaar.
- Voorstel tot wijziging van §5: de termijn van 60 dagen voor een beslissing wordt vervangen door een redelijke termijn. We stellen dus voor dat de VREG binnen een redelijke termijn een beslissing tot goedkeuring neemt.

5.2 De schriftelijke reacties hierop

Na overleg van 8 november ontvingen we hieromtrent reacties van Fluvius, FEBEG en Thermovault.

Fluvius

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §2: Fluvius merkt op dat de termijn van 75 dagen om documenten voor de voorziene datum inwerkingtreding in te dienen, zeer ruim is en praktisch moeilijk implementeerbaar is. De termijn is afhankelijk van het in te dienen dossier. Fluvius vraagt om de huidige regeling te behouden.

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §5: Fluvius vraagt om de termijn van 60 dagen te behouden, eventueel aangevuld dat van deze termijn kan afgeweken worden.

FEBEG

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §4: voor documenten die enkel ter commentaar worden ingediend bij de VREG wordt voorgesteld om de termijn in te korten van 60 dagen naar 30 dagen. FEBEG vraagt zich hierbij af of dat betekent dat, bij het uitblijven van commentaar 30 i.p.v. 60 dagen nadat de documenten werden overgemaakt, deze documenten in werking kunnen treden, en of die timing in dat opzicht niet wat te kort is.

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §5: voor documenten waarbij de VREG een goedkeuring moet verlenen is het voor FEBEG wenselijk om de concrete termijn van 60 dagen te behouden, dit schept duidelijke verwachtingen.

Thermovault

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §2: Thermovault begrijpt de zorg van de VREG om over een duidelijke termijn te beschikken om contracten goed te keuren. De voorgestelde formulering leidt echter tot een onsamendrukbare vertraging van 75 dagen, ook voor de meest eenvoudige aanpassing van de onder het artikel ressorterende documenten. Thermovault stelt voor de VREG

een maximum termijn van 75 dagen te gunnen voor de goedkeuring van contracten zodat de termijn ook korter kan zijn in geval van eenvoudige aanpassingen.

Wat betreft de voorgestelde wijziging van §5: Thermovault stelt dat de termijn om ingediende documenten goed te keuren best een in de lengte beperkte termijn is. Een concrete termijn biedt meer rechtszekerheid aan de aanvrager, over de lengte van deze termijn spreekt Thermovault niet uit.

5.3 Repliek VREG op ontvangen reacties – wijziging initiële voorstel TRDE

- We brengen de voorgestelde wijziging in §2 niet aan. De woorden ‘*voldoende ruim voorafgaand*’ worden dus behouden.

De opmerking van ThermoVault begrepen we in die zin dat zij de zorg van de VREG begrijpt om over een duidelijke termijn te beschikken om documenten te kunnen analyseren voorafgaand aan de goedkeuring. Maar ThermoVault stelt vast dat de ingreep, namelijk de invoering van de concrete indieningstermijn van minimum 75 dagen voor de gewenste inwerkingtreding, leidt tot een vertraging van 75 dagen, ook voor de meest eenvoudige aanpassing van de onder het artikel ressorterende documenten.

We begrijpen de opmerkingen van Fluvius en Thermovault en achten deze terecht: de bezorgdheid van de VREG is inderdaad het tijdig beschikken over de voorstellen, die aan hem worden voorgelegd ter commentaar of goedkeuring. Dit kan inderdaad ook om kleinere wijzigingen gaan.

We leggen hier evenwel de link met de wijziging aan §5, waar we voorstellen de beslissingstermijn die thans op 60 dagen is bepaald, te wijzigingen naar een “redelijke termijn”. Want het is duidelijk dat zowel het voorwerp van het document, alsook de timing van het voorleggen ter analyse door de VREG, een rol speelt. Als een voorstel pas 60 dagen voor de beoogde/gewenste inwerkingtreding ter goedkeuring wordt voorgelegd, en het betreft een document dat redelijkerwijze niet binnen die tijdspanne tot een beslissing kan leiden gelet op bijvoorbeeld complexiteit, dan moet het mogelijk zijn de nodige tijd te nemen om tot een grondig afgewogen beslissing te komen: dus: ‘binnen een redelijke termijn’. Als dit voorstel 75 dagen voordien zou worden voorgelegd, zou dit wat meer ruimte geven, maar het lijkt de VREG beter om de termijn van indienen niet concreet vast te leggen, maar de redelijk te verwachten tijd te reserveren voor de beslissingstermijn.

Het ter goedkeuring voorleggen van een kleine wijziging, en dit in een kortere tijdspanne dan 75 dagen vóór een eventueel gewenste inwerkingtreding, moet inderdaad steeds mogelijk zijn. Daarom behouden we vooralsnog de bewoording ‘voldoende ruim voorafgaand’. Als de distributienetbeheerder een bepaalde datum voor inwerkingtreding voor ogen heeft, zal evenwel rekening gehouden moeten worden met een redelijke beslissingstermijn voor de VREG.

- Het voorstel tot wijziging van §4 behouden we.

Febeg stelde zich hierbij de vraag of dat betekent dat, bij het uitblijven van commentaar 30 i.p.v. 60 dagen nadat de documenten werden overgemaakt, deze documenten in werking kunnen treden, en of die timing in dat opzicht niet wat te kort is. De regeling in art. 1.2.4, §4 bepaalt echter niets over de effectieve inwerkingtreding, maar bepaalt enkel de mogelijke inwerkingtreding. De inwerkingtreding van het betreffende document wordt als het ware even opgeschort omdat dit nog voorligt ter (mogelijk) commentaar van de VREG. Het is die termijn waarbinnen het document nog niet in werking kán reden, die wordt verkort. Het komt echter de netbeheerder zelf toe, naargelang van het voorwerp van het document, de effectieve inwerkingtreding te bepalen.

- Het voorstel tot wijziging van §5 behouden we.

We behouden dus, ook na het voorafgaande overleg, de wijziging van 60 dagen naar “redelijke termijn”. Hiervoor verwijzen we vooreerst naar de bespreking van §2 hierboven. Daar waar Thermovault en FEBEG opmerkten dat een concrete termijn meer rechtszekerheid biedt, wijzen we op het feit dat een beslissingstermijn van 60 dagen in sommige gevallen gewoon veel te kort is, wat leidt tot de nood aan het opstellen van een weigeringsbeslissing, terwijl het veel efficiënter zou zijn om de analyse en het overleg verder te zetten met het oog op het nemen van een beslissing tot goedkeuring. In die zin is de 60dagen-termijn geen zekerheid voor een voorspelbaarder en vlotter beslissingsproces, soms is trouwens het tegendeel waar. Een redelijke termijn moet redelijk zijn: de beslissingstermijn moet te allen tijde verantwoord kunnen worden. Gezien de grote variatie aan mogelijke documenten, en (zeer grote en soms maar kleine) wijzigingen daaraan, is een vaste termijn (zelfs al betreft het een termijn van orde), niet aangewezen, zoals ondertussen genoegzaam bleek uit de praktijk.