

Consultatiedocument

van de VREG van 18/03/2021

met betrekking tot de herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit
(TRDE)

Inhoudsopgave

1	Organisatie van de consultatie	4
1.1	Onderwerp van de consultatie	4
1.2	Consultatietermijn en reacties	4
1.3	Doelgroep	4
1.4	Meer informatie?	4
2	Regelgevend kader	5
3	Aanleiding en aanpak van de herziening	5
3.1	Aanleiding van de herziening	5
3.2	Aanpak van de herziening	6
3.2.1	Herziening beperkt tot elektriciteit	6
3.2.2	Belanghebbendenoverleg	6
3.2.3	Consultatie	8
3.2.4	Vervolg	8
4	Motivering van de wijzigingen.....	9
4.1	Algemene toelichting	9
4.1.1	Aanpassingen ten behoeve van de nieuwe tariefstructuur (TM 21-24)	9
4.1.2	Aanpassingen ter ondersteuning van elektrisch rijden	11
4.1.3	Energiegemeenschappen en actieve afnemers	11
4.1.4	Flexibiliteit	13
4.1.4.1	<i>Aanpassingen aan bestaande artikels</i>	<i>14</i>
4.1.4.1.1	Flexibele toegang	14
4.1.4.1.2	Invloed van het capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM)	16
4.1.4.1.3	Aanpassingen aan bestaande artikels in de netcode	16
4.1.4.1.4	Aanpassingen aan bestaande artikels in de meetcode	17
4.1.4.1.5	Aanpassingen aan bestaande artikels in de samenwerkingscode	17
4.1.4.1.6	Procedure vrijstelling kwartieren voor piekberekening bij o.a. activatie- en controle testen van flexibiliteit	18
4.1.4.2	<i>Nieuwe artikels gerelateerd aan het ontwerp-omzettingsdecreet EMD</i>	<i>18</i>
4.1.4.2.1	Artikel marktprocessen op het distributienet voor flexibiliteit	18
4.1.4.2.2	Procedure voor aankoop flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer	18
4.1.4.2.3	Procedure voor aankoop van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en uitzonderingen op de procedure	19
4.1.4.2.4	Investeringsplannen	19
4.1.4.2.5	Flexibiliteit op het laagspanningsnet	20
4.1.5	Nieuwe marktprocessen	22
4.1.6	Meerdere elektriciteitsleveringscontracten voor één afnemer	22
4.2	Bespreking per artikel	28
4.2.1	Algemene bepalingen	28
4.2.1.1	<i>Artikel 1.1.2 (definities)</i>	<i>28</i>
4.2.1.2	<i>Artikel 1.2.4</i>	<i>29</i>
4.2.1.3	<i>Artikel 1.3.3 - UMIG</i>	<i>30</i>
4.2.1.4	<i>Artikel 1.5.1.</i>	<i>31</i>
4.2.1.5	<i>Artikel 1.5.2.</i>	<i>32</i>
4.2.1.6	<i>Artikel 1.5.3.</i>	<i>33</i>

4.2.1.7	Artikel 1.5.4. - overmacht	33
4.2.2	Netcode	36
4.2.2.1	Art. 2.1.16.....	36
4.2.2.2	Art. 2.2.5 – Eenvoudige aansluiting	36
4.2.2.3	Art. 2.2.39.....	36
4.2.2.4	Art. 2.2.44.....	37
4.2.2.5	Art. 2.2.45.....	37
4.2.2.6	Art. 2.2.53.....	37
4.2.2.7	Art. 2.2.54.....	37
4.2.2.8	Art. 2.2.73.....	37
4.2.2.9	Art. 2.2.84.....	38
4.2.2.10	Art. 2.3.16.....	38
4.2.2.11	Art. 2.3.18.....	38
4.2.3	Meetcode	38
4.2.3.1	Art. 3.1.4.....	38
4.2.3.2	Art. 3.1.9.....	38
4.2.3.3	Art. 3.1.17.....	39
4.2.3.4	Art. 3.1.22.....	39
4.2.3.5	Art. 3.2.6.....	39
4.2.3.6	Art. 3.2.7 – Meetuitrustingen bij decentrale productie-installaties	39
4.2.3.7	Art. 3.3.3.....	40
4.2.3.8	Art. 3.3.4.....	40
4.2.4	Marktcode	41
4.2.4.1	Afdeling 8. Marktprocessen voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (nieuw)	41
4.2.4.2	Digitaal energieovernamedocument (art.4.3.5)	45
4.2.4.3	Diensten op allocatiepunten (art. 4.2.11)	46
4.2.4.4	Art. 4.1.5 – Inhoud van het toegangsregister	47
4.2.4.5	Art. 4.3.29.....	47
4.2.4.6	Art. 4.3.59.....	47
4.2.5	Datacode	47
4.2.5.1	Art. 5.3.1.....	47
4.2.5.2	Afdeling 2 - Geautomatiseerde datatoegang / Onderafdeling 2 – Aangeboden diensten.....	47
4.2.5.3	Art. 5.3.11 (nieuw).....	48
4.2.5.4	Art. 5.3.12 – Proces ter consultatie van gegevens op een toegangspunt en datadienstenpunt (nieuw)	48
4.2.5.5	Art. 5.4.3 (nieuw).....	48
4.2.5.6	Art. 5.5.1 - Datasets (nieuw).....	49
4.2.5.7	Art. 5.6.1 - Rapportering door de elektriciteitsdistributienetbeheerder (nieuw)	49
4.2.5.8	Art. 5.7.1 – Vergelijkingsinstrument (nieuw)	49
4.2.6	Bijlagen	50
4.2.6.1	Bijlage III – Vereisten voor meetuitrustingen.....	50
4.2.6.2	Bijlage IV – Vereisten voor meetuitrustingen voor flexibiliteit.....	50

5 Bijlagen 50

1 Organisatie van de consultatie

1.1 Onderwerp van de consultatie

De consultatie handelt over een nieuw ontwerp van technisch reglement voor de distributie van elektriciteit (TRDE) in het Vlaamse Gewest. Deze publieke consultatie volgt op een serie van overlegmomenten, een vorm van overleg met de belanghebbenden, waarvan de details terug te vinden zijn via de website <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>. Hier kunnen ook alle overlegmomenten opnieuw bekeken worden.

1.2 Consultatietermijn en reacties

De consultatietermijn loopt van 18 maart 2021 tot en met 2 mei 2021 (45 dagen). Graag ontvangen wij uw schriftelijke reacties, ingevuld in het hiertoe opgestelde feedbackformulier en voorzien van uw volledige naam en adres, via het e-mailadres netbeheer@vreg.be.

Gelieve in het onderwerp van uw e-mail het volgende te vermelden: “Consultatie herziening TRDE”.

1.3 Doelgroep

Doelgroep van deze consultatie is elke (potentiële) netgebruiker van het Elektriciteitsdistributienet in het Vlaamse Gewest en elke marktpartij, inclusief elektriciteitsdistributienetbeheerder.

1.4 Meer informatie?

Voor meer informatie over het verloop van de consultatie en de inhoud van het consultatiedocument kan u contact opnemen via het nummer 1700 (kies 3 “Andere vragen”) of via het e-mailadres netbeheer@vreg.be

2 Regelgevend kader

Art. 4.2.1 van het Energiedecreet bepaalt dat de VREG het *technisch reglement voor het beheer van het elektriciteitsdistributienet* opstelt, en bepaalt de minimale inhoud ervan. Dit artikel is bijgevolg de rechtsgrond voor de vaststelling van het technisch reglement distributie elektriciteit ('TRDE') door de VREG.

Art. 4.2.1 van het Energiedecreet bevat, naast de rechtsgrond voor vaststelling van de technische reglementen door de VREG, ook de werkwijze met betrekking tot de opstelling ervan:

§1. De VREG stelt, na voorafgaandelijk stakeholdersoverleg, een ontwerp van technisch reglement op voor het beheer van het elektriciteitsdistributienet, het aardgasdistributienet en het plaatselijk vervoernet van elektriciteit. Dit ontwerp van reglement wordt vervolgens ter consultatie aan de marktpartijen voorgelegd.

Zoals hieruit blijkt, moet eerst een ontwerp van technisch reglement, na stakeholderoverleg, worden opgesteld door de VREG, en daarna moet dit ter consultatie aan de marktpartijen worden voorgelegd.

3 Aanleiding en aanpak van de herziening

3.1 Aanleiding van de herziening

We voorzien in een belangrijke, inhoudelijke herziening van het Technisch Reglementen Distributie Elektriciteit, die in werking moet treden in de loop van 2021. Deze herziening is nodig ter implementatie van nieuwe Europese regelgeving.

Het ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen (hierna afgekort: "Richtlijn Hernieuwbare Energie") en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (hierna afgekort: "Vierde Elektriciteitsrichtlijn"), kent immers verschillende taken en bevoegdheden toe aan de VREG, ter omzetting van de voormelde richtlijnen.

De Vlaamse Regering heeft op 18 februari 2021 haar definitieve goedkeuring gehecht aan dit voorontwerp van decreet, dat hierdoor een ontwerp van decreet werd.¹ Met de formulering "ontwerp-omzettingsdecreet EMD" doelen we in het vervolg van dit consultatiedocument op dit ontwerpdecreet (d.w.z. de meest recente versie ervan, tenzij anders aangegeven). De tweede

¹ Ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (zie: <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/602EA8FD6B34EF0008000006>).

principiële goedkeuring kwam er nadat o.m. de VREG formeel zijn advies² uitbracht over het eerste voorontwerp, dat werd goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 30 oktober 2020³.

De nieuwe taken en bevoegdheden toegekend aan de VREG hebben onder meer betrekking op flexibiliteit, energiegemeenschappen, databeheer, elektrische voertuigen en opslag.

Hoewel het ontwerp-omzettingsdecreet EMD op het moment van de publicatie van dit consultatiedocument dus nog niet definitief is – na de definitieve goedkeuring door de Vlaamse Regering volgt nog de parlementaire behandeling – acht de VREG het toch al noodzakelijk om hier in deze herziening rekening mee te houden en in de mate van het mogelijke op voort te bouwen. Dit in hoofdzaak omdat een volledig uitstel naar een volgende herziening van het TRDE in het licht van de deadlines voor de omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de Richtlijn Hernieuwbare Energie niet aangewezen is. We gaan er bovendien vanuit dat eventuele beperkte wijzigingen van het TRDE naar aanleiding van een wijziging die nog in het decreet wordt doorgevoerd, nog kunnen worden meegenomen na de publieke consultatie.

Daarnaast nemen we in deze herziening eveneens een aantal verfijningen en verduidelijkingen van de bestaande regelgeving mee.

3.2 Aanpak van de herziening

3.2.1 Herziening beperkt tot elektriciteit

De consultatie handelt over een nieuw ontwerp van technisch reglement voor de distributie van elektriciteit (TRDE) in het Vlaamse Gewest.

Het technisch reglement voor de distributie van gas (TRDG) in het Vlaamse Gewest wordt op dit moment niet mee herzien. Een aantal van de wijzigingen die in deze consultatie voor het TRDE worden voorgesteld, zouden waarschijnlijk ook in het TRDG kunnen doorgevoerd worden. Een aantal belangrijke wijzigingen die we voorstellen in het kader van de herziening van het TRDE, en de belangrijkste drijfveren om daarmee sneller vooruit te gaan, gelden niet voor het TRDG. We denken hierbij aan de aanpassingen ten behoeve van de nieuwe tariefstructuur, de verschillende aanpassingen in het kader van flexibiliteit, energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom.

De verdere plannen voor de herziening van het TRDG zullen we met de stakeholders delen via de gebruikelijke kanalen.

3.2.2 Belanghebbendenoverleg

Om een eerste versie van de nieuwe voorstellen en ideeën m.b.t. de vooropgestelde herziening van het TRDE toe te lichten en feedback van de belanghebbenden te verzamelen, organiseerden we een aantal overlegmomenten in 2020. Wegens de COVID-19-crisis gingen deze allemaal door in

² Advies van de VREG van 27 november 2020 met betrekking tot het voorontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU (ADV-2020-20), zie: <https://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20>.

³ Zie ter info: <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/5F9BEA5C5B1AD2000800052C>.

virtuele vorm, via webinars. Meer bepaald organiseerden we in de loop van 2020 zes zulke webinars, waarin ook ruimte werd voorzien voor vraagstelling via een virtuele Q&A-sessie. Na afloop van elk webinar werd de nodige informatie (opname van het webinar, begeleidende PowerPointpresentatie, verslag van de Q&A-sessie en tekstvoorstellen) telkens op [deze websitepagina](#) geplaatst.

Na elk webinar kon elke belanghebbende tevens een reactie insturen via het e-mailadres netbeheer@vreg.be. Op basis van de ontvangen feedback konden we onze voorstellen voor de herziening van het TRDE verder vorm geven, zoals verder wordt toegelicht in dit consultatiedocument en de begeleidende documenten.

Hieronder geven we een concreter overzicht van de georganiseerde webinars, met telkens weergave van de onderwerpen die aan bod kwamen en de partijen die een reactie instuurden:

Webinar 1 op 28 april 2020 “datacode en meerdere allocatiepunten voor afname (deel 1)
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van Elia, FEBEG, Flux50 en Fluvius voor meerdere allocatiepunten voor afname, en van Fluvius, Elia en Flux50 voor de datacode.

Webinar 2 op 29 mei 2020 handelde over “Overmacht en noodsituatie” alsook een aantal aanpassingen en toevoegingen aan artikels uit de netcode en de meetcode. Er werd o.a. specifiek ingegaan op een aantal aanpassing die noodzakelijk lijken in het kader van elektrisch rijden.
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van Fluvius, Centrica en FEBEG.

Webinar 3 op 17 september 2020 bevatte voorstellen voor de marktcode, netcode en meetcode, en eveneens een inleiding op de concepten van Flexibiliteit.
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van Fluvius, Flux50 en FEBEG.

Webinar 4 op 9 oktober 2020 handelde over de onderwerpen: Overmacht en noodsituatie, alsook Modelcontracten (beide onderdeel van de Code Algemene Bepalingen).
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van FEBEG, Fluvius en Flux 50. De punctuele feedback hierop is te vinden in bijlage 4.

Webinar 5 op 4 december 2020 behandelde opnieuw meerdere allocatiepunten voor afname (deel 2), evenals enkele aanpassingen ter ondersteuning van de nieuwe tariefstructuur.
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van Fluvius, Flux50 en FEBEG.

Webinar 6 op 17 december 2020 handelde over de onderwerpen “flexibiliteit”, “energiegemeenschappen en actieve afnemers” evenals enkele voorstellen voor punctuele aanpassingen aan de netcode, meetcode en marktcode.
→ Reacties op dit webinar werden ontvangen van Next Kraftwerke, Fluvius, Flux 50, FEBEG en Thermovault⁴.

Een deel van de feedback die we ontvingen naar aanleiding van de webinars, hebben we in dit document verwerkt. Enkele reacties waar we niet expliciet op terugkomen in dit document, worden beantwoord in bijlage 4.

⁴ De reactie van Thermovault bevatte ook suggesties die betrekking hadden op de voorstellen uit de eerdere webinars. Ze werden als één pakket aangeleverd n.a.v. het zesde webinar.

3.2.3 Consultatie

Deze publieke consultatie sluit aan op het eerdere belanghebbendenoverleg. In deze consultatietekst nemen we immers enerzijds al de feedback mee die we op dat belanghebbendenoverleg hebben gecapteerd. Anderzijds krijgen de stakeholders nu de mogelijkheid om op het geheel van alle voorstellen te reageren.

3.2.4 Vervolg

Na het aflopen van deze consultatie zal de VREG een **consultatieverslag** opstellen, waarin beschreven wordt op welke wijze met de ontvangen reacties is omgegaan. Na verwerking van de ontvangen reacties redigeren we een **definitieve versie van het TRDE**, dat conform art. 4.2.1, §3, tweede lid in het Belgische Staatsblad wordt bekendgemaakt. Het is onze betrachting om de **inwerkingtreding** van een nieuw TRDE in Q3 of 4 2021 te laten plaatsvinden.

4 Motivering van de wijzigingen

In wat volgt lichten we de belangrijkste wijzigingen die we voorstellen in het TRDE toe. De toelichting in dit document belicht de grote lijnen die we volgen in een aantal belangrijke dossiers. In een apart **Excel-document** (bijlage 3) motiveren we voor elke tekstuele wijziging in het TRDE waarom we de aanpassing voorstellen. Beide documenten vullen elkaar dus aan, en geven samen een onderbouwing voor alle ter consultatie voorgelegde wijzigingen.

Dit hoofdstuk begint met een algemene toelichting over een aantal brede dossiers, die wijzigingen tweebrengen in verschillende codes van het TRDE. Daarna worden de belangrijkste wijzigingen in elke code overlopen.

4.1 Algemene toelichting

4.1.1 Aanpassingen ten behoeve van de nieuwe tariefstructuur (TM 21-24)

De nieuwe tariefstructuur, die onderdeel uitmaakt van de Tariefmethodologie 2021-2024, leidt tot enkele aanpassingen en toevoegingen aan het TRDE. Dit ter ondersteuning van een aantal belangrijke aspecten die zowel met de tariefstructuur als met de technische bepalingen in dit reglement verbonden zijn. Er dient benadrukt te worden dat de tariefmethodologie een aparte, door de VREG goedgekeurde methode is, met een eigen consultatietraject, die niet ter discussie staat in het kader van dit reglement. Meer details over de tariefmethodologie zijn te vinden op de website van de VREG⁵.

Een eerste aanpassing betreft het begrip "toegangsvermogen", wat vanaf nu een zuivere tarifaire betekenis heeft. Het toegangsvermogen is een afspraak tussen de netgebruiker en de netbeheerder betreft de belasting van een toegangspunt. Een overschrijding van het toegangsvermogen, vastgesteld op basis van de gemeten maandpiek op dat toegangspunt, kan aanleiding geven tot toepassing van een overschrijdingstarief. In de vorige herziening van het TRDE was het begrip "toegangsvermogen" al ingevoerd als toekomstig instrument voor netbeheer doeleinden, met als doel een optimalisatie van de beschikbare capaciteit van een aansluiting. De nieuwe tarifaire invulling heeft een gelijkaardig doel maar omdat de definitie van het (tarifair) toegangsvermogen licht afwijkt van de oorspronkelijke definitie in het TRDE zijn alle toenmalig ingevoerde referenties geschrapt. Ter verduidelijking is de definitie van (tarifair) toegangsvermogen overgenomen uit de tariefmethode en gedefinieerd voor zowel afname als injectie. Deze laatste definitie is een voorziening voor toekomstig gebruik, aangezien momenteel enkel het toegangsvermogen voor afname in acht genomen wordt. Het bestaande begrip toegangsvermogen is in de meeste gevallen vervangen door de term aansluitingsvermogen.

Ter ondersteuning is de definitie van aansluitingsvermogen verduidelijkt. De term "aansluitingsvermogen" dient doorheen het technisch reglement geïnterpreteerd te worden op basis van de context. Op laagspanning is het aansluitingsvermogen namelijk gelijk aan de waarde van de automaat of smeltzekering die de aansluiting beveiligd, daar waar het op midden- en hoogspanning een afspraak is die vastgelegd wordt in het aansluitingscontract. Een nieuw ingevoerd begrip, het "technische aansluitingsvermogen", geldt als absolute bovengrens voor het aansluitingsvermogen.

⁵ <https://www.vreg.be/nl/tariefmethodologie-2021-2024>

Het toegangsvermogen wordt vanaf het in werking treden van de nieuwe tariefmethode een verplichte afspraak tussen MS-netgebruiker (incl. Trans-LS) en netbeheerder. Deze afspraak dient op een gebruiksvriendelijke manier vastgelegd te worden. Hiertoe is er in de netcode een nieuw artikel opgenomen (Art. 2.1.17) dat bepaalt hoe de captatie van het toegangsvermogen door de netbeheerder dient te gebeuren (via een webportaal) alsook welke voorwaarden van toepassing zijn om het te wijzigen. Zo is een verlaging van het toegangsvermogen pas mogelijk 365 dagen na een eerdere wijziging, dit om gaming te ontmoedigen. Zonder zo'n beperking verliest het mechanisme immers zijn waarde en zou de netgebruiker zijn toegangsvermogen steeds kunnen aanpassen aan wisselende omstandigheden (bv. seizoensimpact) waardoor het doel ervan ondergraven wordt.

Naast het toegangsvermogen is de maandpiek afname een belangrijk element in het kader van de nieuwe tariefstructuur. Bij grootverbruiksmeterinrichtingen (AMR) wordt deze bepaald in de achterliggende datasystemen op basis van de kwartierdata. Bij de digitale meter ("op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting" in dit reglement) wordt de maandpiek door de meter zelf bepaald en maandelijks doorgestuurd naar de achterliggende datasystemen. Door telecommunicatieproblemen of problemen met de meter zelf (bv. defect) is het mogelijk dat er geen gemeten maandpiek ter beschikking is op het moment van facturatie, hierdoor is er nood aan een schatting. Een nieuw artikel (Art. 2.1.18) legt het kader voor zo'n schatting vast. Het uitgangspunt is een goede schattingsmethodiek, welke door de netbeheerder dient opgesteld te worden en door de VREG moet goedgekeurd worden. Als een schatting toegepast wordt dan is ze, op berekeningsfouten na, definitief. Een gemeten maandpiek die dus op een later tijdstip nog toekomt in de datasystemen wordt niet meer in acht genomen. De redenering hierachter is dat een schatting relatief zeldzaam dient te zijn alsook dat de impact ervan beperkt dient te worden, iets wat in de schattingsmethodiek dient afgedekt te worden. Door beperking van de impact van een schatting wegen rechtzettingen niet op tegen de administratieve last ervan.

Sterk gerelateerd aan de nood aan schattingen is de kwaliteit van telecommunicatie bij op afstand uitleesbare meterinrichtingen. Deze is niet enkel belangrijk voor het uitlezen van de maandpieken maar ook voor het ondersteunen van de verschillende meetregimes. Vooral bij de digitale meter waar er voorlopig maar één manier van telecommunicatie mogelijk is (via het 4G netwerk) en die ook op zeer afgelegen locaties of in kelders geïnstalleerd wordt, zal een niet verwaarloosbaar gedeelte van de populatie, naar schatting 1-2%, slecht tot niet communiceren. Omdat de gevolgen voor de netgebruiker groot zijn wordt er in Artikel 3.2.6 (bijzondere bepalingen voor kleinverbruiksmeterinrichtingen) een definitie van de functionele status van de op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting ingevoerd. Deze functionele status wordt gedefinieerd in functie van de kwaliteit van de telecommunicatie en dient mee opgenomen te worden in het toegangsregister. Er worden drie statussen gedefinieerd: "volledig functioneel", "beperkt functioneel" en "niet communicerend". Een "volledig functionele" meter dient een gemeten gebruiksprofiel te ondersteunen (SMR3), een "beperkt functionele" meter ondersteunt enkel het op afstand uitlezen ten behoeve van de jaarlijkse meteropname (SMR1) alsook het uitlezen van ten minste 6 maandpieken per facturatiejaar. Een digitale meter met de status "niet communicerend" wordt gelijkgesteld aan een "niet op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting". Omdat het vanuit het oogpunt van de toegangshouder ook belangrijk is om op de hoogte te zijn van de functionele status van de meterinrichting op het allocatiepunt waarvoor hij het leveringscontract heeft, wordt opgelegd dat deze status dient opgenomen te worden in het toegangsregister. Naast het mechanisme om de toegangshouder op de hoogte te stellen van de status van de meterinrichting is ook een nieuwe paragraaf toegevoegd aan Art. 3.1.22 (storing meterinrichting) waarbij de netbeheerder de opdracht krijgt om de netgebruiker te informeren over de status van zijn meterinrichting alsook welke stappen de netgebruiker kan nemen om dit te laten rechtzetten.

In de marktcode werd Art. 4.3.59 uitgebreid om ervoor te zorgen dat de leveranciers voldoende informatie ontvangen van de netbeheerder om een duidelijke factuur op te kunnen maken.

4.1.2 Aanpassingen ter ondersteuning van elektrisch rijden

De omschakeling naar elektrisch rijden zal onmiskenbaar een grote impact uitoefenen op het distributienet. Een eerste studie hierover, in opdracht van Synergrid ([link](#)), gaf aan dat de distributienetten op vandaag alreeds het laden van een groot aantal voertuigen kunnen ondersteunen. Dit echter op voorwaarde dat het laden voldoende gespreid wordt, zowel in ruimte als in tijd. Op korte termijn worden er hierdoor weinig problemen verwacht, op middellange termijn is de situatie minder duidelijk. Afhankelijk van de adoptiesnelheid van elektrisch rijden, en de Europese ambities hieromtrent liggen hoog, alsook van de verdere elektrificatie van verwarming (warmtepompen) dient er tijdig gestart te worden met een mitigerend beleid.

Betreft dit beleid zijn er een heel aantal aspecten die binnen de bevoegdheid van de VREG vallen. Zo zal er bij het opvolgen van de investeringsplannen van de netbeheerders bijzondere aandacht besteed worden aan dit onderwerp. Ook het capaciteitstarief dat vanaf 2022 ingevoerd wordt zal een belangrijke rol spelen in het optimaliseren van de beschikbare netcapaciteit.

Specifiek ter ondersteuning van elektrisch rijden voeren we twee wijzigingen door in de netcode.

Om te beginnen wordt het recht op minimaal aansluitingsvermogen bij nieuwe wooneenheden opgetrokken van 9,2 kVA naar 25 kVA (Art. 2.2.11). Indien gewenst kan men dus bij een nieuwe aansluitingen een aansluitingsvermogen tot 25 kVA bekomen, wat in principe ruim voldoende is ter ondersteuning van thuisladen in combinatie met een warmtepomp. Fluvius gaf in reactie op dit voorstel aan dat het inderdaad opportuun is om dit recht te verhogen maar zou dit liever limiteren tot 20 kVA, dit om eventuele overinvesteringen te vermijden. Het capaciteitstarief zal immers een sterke prikkel zijn om pieken te vermijden waardoor het niet onwaarschijnlijk is dat een aansluiting van 25 kVA nooit volledig benut zal worden terwijl de capaciteitsgarantie wel gegeven dient te worden. Om die reden hebben we dan ook de mogelijkheid open gelaten dat Fluvius, mits motivering, het gevraagde aansluitingsvermogen eventueel kan limiteren tot 20 kVA.

Naast nood aan een voldoende sterke aansluiting is het ook belangrijk dat problematisch gebruik van een aansluiting zoveel mogelijk vermeden wordt. Zo heeft een sterke monofasige belasting ($\geq 32A$) een zeer nadelig effect op de lokale spanningskwaliteit. Het is om die reden sterk aan te raden om, net als bij decentrale productie-eenheden, te vereisen dat laadpunten met een laadvermogen vanaf 5 kVA verplicht driefasig aansluiten. Dit soort technische eisen horen eerder thuis in de technische voorschriften voor aansluiting, op te stellen door de netbeheerders en goed te keuren door de VREG, dan in dit reglement. Omdat het niet zinvol is om technische eisen op te leggen zonder controle of deze correct toegepast worden is een meldingsplicht noodzakelijk. Bij aanmelding kan dan nagegaan worden of de aansluiting conform de aansluitingsregels uitgevoerd is. We hebben aan artikel 2.2.45 (technische voorschriften voor laagspanningsaansluitingen) twee paragrafen toegevoegd waar de netbeheerder de plicht krijgt om aansluitvoorschriften voor laadinfrastructuur op te stellen en de netgebruiker de plicht om deze aan te melden (vanaf 5 kVA).

4.1.3 Energiegemeenschappen en actieve afnemers

De Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de Richtlijn Hernieuwbare Energie introduceren enkele nieuwe concepten die zich richten op de activering van afnemers door het bevorderen van hun rechtstreekse deelname aan de energiemarkt, en op het verbruik van zelfopgewekte hernieuwbare energie. Dit allebei op zowel individuele als collectieve basis. De relevante richtlijnbevestigingen,

zijnde de artikelen 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de artikelen 21 en 22 van de Richtlijn Hernieuwbare Energie, zullen omgezet dienen te worden in Vlaams Recht. Daartoe is het ontwerp-omzettingsdecreet EMD, waaraan eerder werd gerefereerd *sub* hoofding 3.1, in opmaak.

Eerder had de VREG reeds een consultatie georganiseerd over een eigen voorstel ter omzetting van de vermelde richtlijnbevestigingen, om de discussies hieromtrent op gang te brengen.⁶ Sluitstuk van deze consultatie was toen het VREG-advies van 17 maart 2020, waarin de feedback van de belanghebbenden in rekening werd gebracht.⁷ Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD bouwt op veel punten voort op dit advies.

Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD is gestoeld op verschillende nieuwe concepten, zijnde “actieve afnemer”, “energiegemeenschap van burgers” en “hernieuwbare energiegemeenschap”, en verschillende rechten, zijnde “zelfverbruik van energie”, “energiedelen”, “peer-to-peerhandel in hernieuwbare energie” en “peer-to-peerhandel van groene stroom”.

Zoals we reeds opmerkten in ons eerste advies van 17 maart 2020, vergt de introductie van deze nieuwe concepten en rechten ook de nodige implementatie in onze technische reglementen. Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD voorziet in die optiek in de nodige aanvullingen van art. 4.2.1, §2 Energiedecreet (aanvulling van bestaande punten 2°, 3°, 4° en 6° + toevoeging van nieuw punt 18°), dat als volgt zou luiden (relevante aanvullingen onderstreept):

§ 2. De technische reglementen, vermeld in § 1, bevatten voor het beheer, de toegang tot en de aansluiting op het net in ieder geval : [...]

2°: de verplichtingen die opgelegd zijn aan producenten, evenwichtsverantwoordelijken, bevrachters, leveranciers, actieve afnemers, energiegemeenschappen van burgers, hernieuwbare energiegemeenschappen, aanbieders van energiediensten met inbegrip van exploitanten van noodgroepen, aggregatoren, dienstverleners van flexibiliteit, afnemers, om de netbeheerder in staat te stellen zijn net zo kwaliteitsvol mogelijk te beheren, inclusief de handels- en balanceringsvereisten opgelegd aan iedere leverancier van elektriciteit of aardgas aan afnemers in het Vlaamse Gewest;

3°: de regels voor de uitwisseling van gegevens tussen de beheerder van het transmissienet, de vervoeronderneming, de distributienetbeheerders, de beheerder van het plaatselijke vervoernet van elektriciteit, de beheerder van het gesloten distributienet, de producenten, de aardgasinvoerders, de evenwichtsverantwoordelijken, de bevrachters, de tussenpersonen, de leveranciers, de actieve afnemers, energiegemeenschappen van burgers, de hernieuwbare energiegemeenschappen, de aanbieders van energiediensten met inbegrip van aggregatoren en de afnemers en de dienstverleners van flexibiliteit;

4°: de regels die opgelegd zijn aan leveranciers en netbeheerders bij klant- of leverancierswissels, contractuele wijzigingen op het toegangspunt, de opname en rechtzetting van meterstanden, energiedelen conform artikel 7.2.1, de peer-to-peerhandel van groene stroom door één actieve afnemer aan een ander afnemer conform artikel 7.2.2 en de allocatie en reconciliatie, inclusief de financiële verrekeningen tussen marktpartijen; [...]

6°: de informatieverplichtingen of voorafgaande goedkeuring of vaststelling door de VREG van de operationele regels, algemene voorwaarden, typeovereenkomsten, formulieren en procedures die

⁶ Zie ter info het consultatiedocument van de VREG van 3 december 2019 (CONS-2019-05), nog steeds raadpleegbaar via: <https://www.vreg.be/nl/document/cons-2019-05>.

⁷ Advies van de VREG van 17 maart 2020 met betrekking tot de omzetting van de artikelen 4, 15 en 16 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en van de artikelen 21 en 22 van de herschikte Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen, inzake de actieve afnemers, het zelfverbruik van hernieuwbare energie en de energiegemeenschappen (ADV-2020-01), zie: <https://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-01>. Zie ter info tevens het consultatieverslag van 17 maart 2020, waarin de feedback van de belanghebbenden werd samengevat: <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-08>.

gebruikt worden door de netbeheerder ten aanzien van leveranciers, actieve afnemers, energiegemeenschappen van burgers, hernieuwbare energiegemeenschappen, aanbieders van energiediensten met inbegrip van aggregatoren, dienstverleners van flexibiliteit en afnemers; [...]

18° de gegevens die worden gemeten, berekend, bezorgd en beheerd, en ook de methodieken om energiehoeveelheden voor de allocatie, reconciliatie en facturatie te berekenen, en de aanpassingen aan die berekeningen, die gepaard gaan met de activiteiten van actieve afnemers, energiegemeenschappen van burgers en hernieuwbare energiegemeenschappen.”.

Naast deze algemene uitbreidingen van de bevoegdheid van de VREG, bevat het ontwerp-omzettingsdecreet EMD ook een specifieke delegatie naar de technische reglementen van de VREG, m.b.t. de aansluiting van de energieopslagfaciliteit van een actieve afnemer.

Onder hoofdingen 4.2.2.11 en 4.2.4.1 beschrijven we nader hoe we de netcode resp. marktcode van het TRDE aanvullen, ter implementatie van de rechten van actieve afnemers en energiegemeenschappen.

4.1.4 Flexibiliteit

De Vierde Elektriciteitsrichtlijn vormt een Europese impuls voor een omvattend en gedegen wetgevend kader voor de benutting van flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet, zoals ingeschreven in het ontwerp-omzettingsdecreet EMD. Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD vormt o.a. een omzetting van de artikelen 13 (aggregatiecontract), 17 (vraagrespon via aggregatie), 31 (taken van de distributienetbeheerder), 32 (stimulansen voor het gebruik van flexibiliteit in distributienetwerken), 33 (integratie van elektromobiliteit in het elektriciteitsnet) en 36 (eigendom van energieopslagfaciliteiten door distributienetbeheerders).

De nieuwe rollen (deelnemer, dienstverlener en aanvrager van flexibiliteit) zorgen voor een duidelijke structuur met bijhorende rechten en verplichtingen. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen commerciële en technische flexibiliteit, waarbij de elektriciteitsdistributienetbeheerders, via het investeringsplan, zullen worden aangemoedigd om maximaal in te zetten op het aankopen van flexibiliteit op de commerciële markten.

Verschillende artikelen uit het ontwerp-omzettingsdecreet EMD voorzien in een delegatie naar de VREG om nadere regels uit te werken. In deze herziening wordt dan ook getracht om die bepalingen uit het ontwerp-omzettingsdecreet EMD mee te nemen, daar waar een rechtstreekse delegatie naar het technisch reglement of een specifieke bevoegdheid ten aanzien van de VREG werd ingeschreven, zonder dat er eerst een uitwerking op besluitsniveau dient plaats te vinden. Het gaat daarbij om de artikelen 31, 33, 38, 39 en 43 van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD. In een aantal artikelen van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD, zoals bijvoorbeeld in artikel 32 betreffende gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit, is eerst nog een delegatie opgenomen naar de Vlaamse Regering. De Vlaamse Regering dient daarbij o.a. de categorieën te bepalen waarop deze regels van toepassing zullen zijn of op welke manier een compensatie moet worden bepaald. Omwille van deze delegaties aan de Vlaamse Regering, worden deze bepalingen momenteel nog niet meegenomen in deze herziening van het technisch reglement.

Daarnaast nemen we ook een aantal aanpassingen mee aan de al bestaande artikelen rond flexibiliteit uit het TRDE. Daarbij gaat het bijvoorbeeld om een aanpassing van het artikel over aansluitingen met flexibele toegang, aanpassingen in de netcode omwille van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM), aanpassingen van de samenwerkingscode etc.

Hieronder volgt een overzicht van de belangrijkste aanpassingen en hun motivatie, voor motivatie van detailaanpassingen verwijzen we naar de bijlage met motivatie per wijziging. We hebben ook een antwoord geformuleerd op alle reacties van de belanghebbenden na het Webinar van 17 december over flexibiliteit. We vermelden het als een reactie van een belanghebbende tot een aanpassing leidt. Een integraal overzicht van de reacties van de belanghebbenden en de antwoorden van de VREG is te vinden in bijlage 4.

4.1.4.1 Aanpassingen aan bestaande artikels

4.1.4.1.1 Flexibele toegang

Art. 2.2.35 – Aansluiting met flexibele toegang

§1. Afhankelijk van de capaciteit van het elektriciteitsdistributienet wordt de toegang tot het net en de daaraan gekoppelde contractuele vermogens toegekend volgens traditionele of, in geval van een productie-eenheid, volgens flexibele voorwaarden zoals beschreven in het aansluitingscontract.

§2. (nieuw) Indien een aansluiting van een productie-installatie conform de standaard vigerende regels door de elektriciteitsdistributienetbeheerder geweigerd wordt wegens een gebrek aan capaciteit omwille van congestie, is de elektriciteitsdistributienetbeheerder, daar waar dit technisch mogelijk is, verplicht om de aanvrager van deze aansluiting, een aansluiting met flexibele toegang onder normale uitbatingomstandigheden van het net aan te bieden. Indien de elektriciteitsdistributienetbeheerder van oordeel is dat een aansluiting met flexibele toegang technisch niet mogelijk is, en hij dus geen voorstel van aansluiting met flexibele toegang wenst over te maken aan de aanvrager van de aansluiting, dan dient hij de VREG hiervan op de hoogte te brengen alvorens tot een definitieve weigering van de aansluiting over te gaan. Elke weigering tot aansluiting dient gepaard te gaan met de vermelding van de bemiddelings- en beslechtingszaak in geschillen met netbeheerder conform artikelen 3.1.4/2 en 3.1.4/3.

§3. (nieuw) De aansluiting met flexibele toegang kan in principe enkel tijdelijk toegepast worden in afwachting van de uitvoering van een geplande netversterking. Deze geplande netversterking dient zich te realiseren binnen een maximale termijn van vier jaar, te rekenen vanaf het moment van de aanvraag tot de voltooiing van de geplande werken, om als tijdelijk te kunnen worden beschouwd. De VREG kan deze termijn uitzonderlijk verlengen, mits uitdrukkelijke motivering van de betrokken netbeheerder(s). De netbeheerders dienen hiertoe, via post en via een e-mail naar netbeheer@vreg.be, een aanvraag in te dienen bij de VREG en dit ten laatste zes maanden vóór het verstrijken van de termijn van vier jaar.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder geeft de VREG jaarlijks, via de rapportering in het kader van het kwaliteitsrapport, een overzicht van de in het voorgaande jaar door hen definitief toegekende tijdelijke aansluitingen met flexibele toegang.

§4. (nieuw) De aansluiting met flexibele toegang kan uitzonderlijk ook permanent toegepast worden. De VREG kan een permanente aansluiting met flexibele toegang enkel goedkeuren indien voldaan wordt aan vier voorwaarden: het moet daarbij gaan om (1) een aansluiting van een productie-installatie, (2) die normaal gezien geweigerd zou worden, (3) waarbij er geen netversterkingen gepland zijn of de geplande netversterkingen zich niet kunnen realiseren binnen de termijn van vier jaar vermeld in §3 van dit artikel, en waarbij (4) een aansluiting met traditionele, niet-flexibele toegangsvoorwaarden, technisch-economisch onredelijk en kosten-ineffectief is. De beoordeling van de technisch-economische redelijkheid gebeurt door de netbeheerder via een technisch-economische en dit voor elke productie-installatie afzonderlijk. De elektriciteitsdistributienetbeheerder maakt deze analyse en de simulaties over aan de VREG,

waarna de VREG deze analyse onderzoekt en al dan niet een goedkeuring geeft aan de permanente aansluiting met flexibele toegang.

§5. (nieuw) De elektriciteitsdistributienetbeheerder publiceert op zijn website een transparante, niet-discriminerende en eenduidige methodologie, die van toepassing is op zowel de tijdelijke als de permanente aansluiting met flexibele toegang, waarin hij weergeeft op welke manier hij de berekeningen voor de flexibele toegang uitvoert en welke gegevens hij de VREG bovendien bezorgt opdat de VREG de vergelijking kan maken met de aansluiting onder traditionele voorwaarden, in het geval van permanente toepassing van flexibele toegang. Deze methodologie bevat minstens:

- een beschrijving van de simulatie van de productie voor de aan te sluiten productie-installaties;
- een beschrijving van de berekening van de asynchrone en synchrone curve;
- een kwalitatieve beschrijving van welke kosten worden opgenomen in de berekening van de totale aansluitingskost.

§6. (nieuw) De aanvrager van de aansluiting heeft steeds het recht om het voorstel van tijdelijke of permanente aansluiting met flexibele voorwaarden te weigeren.

§7. (nieuw) De exploitant van de productie-installatie die aangesloten wordt via een aansluiting met tijdelijke of permanente flexibele toegang heeft steeds het recht op een herziening van het flexibel karakter van de toegangsvoorwaarden. Dit recht moet expliciet worden ingeschreven in het aansluitingscontract.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder moet de VREG daartoe onverwijld op de hoogte brengen van elke netinvestering die ervoor zorgt dat de aansluiting met flexibele toegang niet langer noodzakelijk is.

§8. (nieuw) De elektriciteitsdistributienetbeheerder dient daarnaast minstens jaarlijks een update te geven aan de exploitant van de productie-installatie die aangesloten wordt via een aansluiting met tijdelijke of permanente flexibele toegang met daarin een indicatie van de geschatte modulatie van de betrokken decentrale productie.

Motivering van de wijziging

Zoals hierboven al werd toegelicht zullen de bepalingen rond gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit uit het Energiedecreet (artikel 32) nog niet worden meegenomen in deze herziening van het TRDE, gelet op de nog onzekere invulling van de delegatiebevoegdheid naar de Vlaamse regering over de categorieën en compensatie. Dit zorgt ervoor dat de regeling over aansluitingen met flexibele toegang (*Amft*) voorlopig nog in voege blijft, totdat de regels over gereserveerde en niet-gereserveerde technische flexibiliteit definitief vastliggen, zowel op decretaal als op besluitsniveau. Pas daarna kan het TRDE aan deze nieuwe regels worden aangepast.

Aangezien de bepaling over aansluitingen met flexibele toegang momenteel vrij beknopt is ingeschreven in het TRDE, is ervoor geopteerd om deze bepaling – in afwachting dus van hogere regelgeving – nog wat bij te schaven aangezien we toch merken dat er een toenemend aantal aanvragen/beslissingen zijn rond aansluitingen met permanente flexibele toegang. Bovendien voelt de VREG dat er een nood aanwezig is om duidelijkere regels te hebben rond deze aansluitingen.

Zo wordt nu verduidelijkt wat dient te worden verstaan onder “tijdelijkheid” (met name 4 jaar), wordt beschreven op welke manier de DNB te werk dient te gaan bij de beoordeling van aansluitingen met een flexibel karakter, wordt een jaarlijkse rapportering ingeschreven, en krijgen

de aanvragers een aantal uitdrukkelijke rechten (nl. het recht tot weigering van het voorstel, het recht op herziening, het recht op informatie).

4.1.4.1.2 Invloed van het capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM)

Het capaciteitsremuneratiemechanisme of CRM is een federaal kader (in voorbereiding) waar ook distributienetgebruikers aan kunnen deelnemen. In het geval van een aansluiting onder het CRM-regime kan dit een impact hebben op de aanvraag tot aansluiting. Een reservering van het aansluitingsvermogen kan volgens de standaardregels voor een maximum van 2 jaar. We passen artikel 2.2.37 zodanig aan dat als de DNB dit nodig acht, hij aparte regels voor de reservering van capaciteit kan opnemen voor CRM-kandidaten (= deelnemers aan de CRM-veiling) in de aansluitingsvoorwaarden. Het gaat om een mogelijkheid, maar geen verplichting. Deze aanpassingen moeten ook het gebruikelijke proces van aanpassing van de aansluitingsvoorwaarden doorlopen. Verder specificeren we ook dat de reservering van capaciteit voor CRM-kandidaten in elk geval vervalt op het moment dat de transmissienetbeheerder aan de DNB heeft meegedeeld dat het dossier van de CRM-kandidaat niet geldig is.

4.1.4.1.3 Aanpassingen aan bestaande artikels in de netcode

We voeren een aantal aanpassingen door aan de bestaande artikelen over congestiebeheer o.a. artikel 2.3.8, 2.3.19 en 2.3.20. De bestaande artikelen worden in lijn gebracht met de nieuwe definities en ook de principes van de System Operation Guideline. Voor een gedetailleerd overzicht en motivatie verwijzen we naar de bijlage 3 (Excel met motivatie per wijziging). De belanghebbenden, waaronder vooral Fluvius, hadden hier heel wat opmerkingen over. We verwijzen naar Bijlage 4 voor een overzicht van de specifieke opmerkingen per artikel en hoe de VREG er is mee omgegaan.

Het artikel 2.3.21 “Flexibiliteit op het distributienet” handelt over algemene regels die geldig zijn voor alle vormen van flexibiliteit op het elektriciteitsdistributienet. Dit is een bestaand artikel, maar we doen een aantal updates om de bestaande praktijk beter weer te geven en te verankeren:

- Versoepeling NFS-procedure: We vernoemen expliciet dat een FSP recht heeft op een resultaat van de procedure van de DNB binnen maximum 30 dagen na indiening van de aanvraag in de voorafgaande kwalificatieprocedure. Verder voegen we toe dat de FSP de mogelijkheid heeft om in beroep te gaan. Dit is op vraag van de dienstverleners van flexibiliteit in de publieke consultatie van het contract FSP-DNB en het technisch voorschrift C8/01.
- Contract FSP-DNB voor FCR: oorspronkelijk was het de bedoeling van de VREG om geen contract FSP-DNB te hebben voor frequentiebegrenzingsreserve⁸, omdat er voor FCR geen energieoverdracht of afspraken over metering zijn, noch een kwalificatieprocedure. Het ontwerpdecreet legt echter op⁹ dat de FSP met de DNB een contract moet tekenen voor alle flexibiliteitsdiensten incl. FCR. De VREG deed in het webinar van 17/12 een ander voorstel, maar moet hier na feedback van de belanghebbenden op terug komen. We voeren het contract FSP-DNB dus terug in, ook al zijn we niet overtuigd van de toegevoegde waarde hiervan bij FCR. We voegen wel de nodige vermeldingen toe dat de administratie voor de FSP zo licht mogelijk moet gehouden worden door de DNB.

⁸ CONS-2019-05

⁹ Artikel 26 van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD.

- We verduidelijken in §7 dat alle “relevante” documenten die moeten goedgekeurd worden gaan over de relatie tussen de DNB en de marktpartijen en flexibiliteit. Dit uitgebreider toezicht op de DNB is nodig wegens zijn monopolie positie. Het is niet de bedoeling om documenten tussen marktpartijen onderling te gaan reguleren. Daarbij verwijzen we om consequent te zijn en om de coherentie te behouden naar art. 1.2.4. De consultatieprocedure wordt daarmee impliciet beschreven. De verwoording van het publiek ter beschikking stellen wordt verduidelijkt (en expliciet aan de DNB toegewezen).

4.1.4.1.4 Aanpassingen aan bestaande artikels in de meetcode

Motivering van de wijziging

De meetvereisten voor flexibiliteit worden nu bepaald in een aparte paragraaf (Art. 3.1.17 §3) waar er verwezen wordt naar een nieuwe bijlage (bijlage IV). In deze bijlage wordt aangegeven dat de nauwkeurigheidsvereisten bepaald worden op basis van de grootte van het flexibel vermogen en het spanningsniveau waarop de meetuitrusting is aangesloten, en dus niet langer op basis van het aansluitingsvermogen en het spanningsniveau van de aansluiting op het. De motivatie hierachter is dat de originele meetvereisten, die gelijkgesteld werden aan de eisen van de meetinrichting op de aansluiting, te streng waren en bijgevolg de kostprijs voor het bepalen van de geleverde flexibiliteit nodeloos hoog maakten zonder wezenlijk bij te dragen aan de nauwkeurigheid. Dit omdat het te meten flexibel vermogen in veel gevallen veel lager is dan het vermogen van de aansluiting.

Bijkomend wordt er ook de mogelijkheid gegeven aan de FRP om gemotiveerd af te wijken van de vereisten in bijlage IV.

4.1.4.1.5 Aanpassingen aan bestaande artikels in de samenwerkingscode

Motivering van de wijziging

De nieuwe bepalingen uit het ontwerpdecreet zorgen ervoor dat de distributienetbeheerder sterker en intenser zal moeten gaan samenwerken met de transmissienetbeheerder en de beheerder van het plaatselijk vervoernet rond thema's als (lokaal) congestiebeheer, niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten, taken voor databeheer en marktfacilitatie bij de uitwisseling van flexibiliteitsgegevens. Het is vooral de bedoeling dat deze regels worden opgesteld in een transparant en participatief overleg tussen de relevante netbeheerders. Het instrument bij uitstek hiervoor is de samenwerkingsovereenkomst tussen de netbeheerders waar er over heel wat andere thema's ook al afspraken zijn opgenomen. De VREG stelt voor dat de netbeheerders gezamenlijk de regels opstellen in de SOK volgens een aantal principes of richtsnoeren. We leggen dus niet de regels zelf vast, maar we geven richtsnoeren waar de afspraken aan moeten voldoen en waaraan de netbeheerders hun voorstellen moeten toetsen bij het opstellen van de afspraken. We voegen daarom aan artikel 6.1.6 toe dat er in de SOK afspraken moeten komen:

- over samenwerking over de organisatie van de deelname van distributienetgebruikers aan balanceringsdiensten, congestiebeheer of niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten. Bij het opstellen respecteren de netbeheerders principes zoals veilig en efficiënt beheer van het net, bevorderen van de marktwerking en maximaal openstellen van flexibiliteit voor het totale systeem aan minimale totale systeemkost.
- over de berekeningen en gegevensuitwisseling rond flexibiliteit op het distributienet. Bij het opstellen respecteren de netbeheerders principes zoals het streven naar minimale totale systeemkost en het respecteren van marktneutraliteit, transparantie en non-discriminatie.

Daarnaast voeren we ook een aantal aanpassingen door aan de artikels 6.1.3, 6.1.4, 6.1.11 in dezelfde geest en een aantal, kleine aanpassingen na feedback van belanghebbenden. We verwijzen hiervoor naar bijlage 3.

4.1.4.1.6 Procedure vrijstelling kwartieren voor piekberekening bij o.a. activatie- en controle testen van flexibiliteit

De nieuwe tariefmethodologie geeft vrijstelling voor piekberekening van kwartieren bij activatie- en controletesten van balanceren en nevendiensten voor transmissiebeheer. Verder worden modulaties van de DNB voor aansluiting met flexibele toegang uitgesloten bij piekberekening in het aansluitingscontract.

Er was nood aan een uniforme procedure om de melding voor de kwartieren die vrijgesteld worden te regelen. We doen een voorstel met de introductie van artikel 2.3.25.

De belanghebbenden hadden na het Webinar van 17/12 nog feedback op dit artikel. Dit leidde tot een aantal aanpassingen, die besproken worden in Bijlage 4.

4.1.4.2 *Nieuwe artikels gerelateerd aan het ontwerp-omzettingsdecreet EMD*

4.1.4.2.1 Artikel marktprocessen op het distributienet voor flexibiliteit

Het artikel beschrijft een procedure voor het opstellen van regels voor marktprocessen op het distributienet (zoals vereist door artikel 43 van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD). We bedoelen hiermee vooral processen die nodig zijn voor de gegevensuitwisseling rond flexibiliteit. De scope van de regels omvat o.a.:

- de regels die geldig zijn bij wissel van FSP; contractuele wijzigingen op het toegangspunt of allocatiepunt voor flexibiliteit;
- de methodologie van berekening van flexibiliteitsvolumes en referentiecurves, indien van toepassing;
- de specifieke bepalingen voor de gegevensuitwisseling tussen de marktpartijen voor flexibiliteit op het laagspanningsdistributienet;
- de regels over publicatie, rapportering en transparantie.

De DNB en FSP communiceren samen via een protocol of procedure om meetgegevens en relationele gegevens uit te wisselen. De VREG stelt zelf geen regels op, maar laat dit over aan het marktoverleg. Omdat het ontwerpdecreet nog niet definitief is, is het moeilijk om definitief standpunt in te nemen over dit onderwerp. De DNB doet een voorstel van regels op het marktoverleg waar ook de TNB, FSP's, BRP's, toegangshouders en andere marktdeelnemers geraadpleegd worden. Daarna organiseert de DNB een publieke consultatie en dient de regels ter goedkeuring in bij de VREG. Er is dus wel toezicht, als goedkeuring door de VREG volgens de algemene procedure van artikel 1.2.4. Na 2 jaar maakt de DNB een evaluatierapport van de regels.

De belanghebbenden hadden na het webinar van 17/12/2020 nog feedback op dit artikel. Dit leidde tot een aantal aanpassingen, die besproken worden in Bijlage 4.

4.1.4.2.2 Procedure voor aankoop flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer

Artikel 31 uit het ontwerpdecreet legt op de DNB flexibiliteitsdiensten voor lokaal congestiebeheer moet aankopen en dat hij hiervoor specificaties die deze flexibiliteitsdiensten beschrijven, opstelt.

Hij moet deze na publieke consultatie voorleggen aan de VREG ter goedkeuring. Artikel 2.3.22 beschrijft meer in detail de inhoud van de specificaties en de details hoe deze procedure verloopt. Daarbij voegen we toe dat de DNB ten laatste 1 jaar na de inwerkingtreding van het nieuwe TRDE de regels ter goedkeuring moet voorleggen en dat de DNB om de twee jaar een evaluatierapport opstelt.

De belanghebbenden hadden na het webinar van 17/12/2020 nog feedback op dit artikel. Dit leidde tot een aantal aanpassingen, die besproken worden in Bijlage 4.

4.1.4.2.3 Procedure voor aankoop van niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten en uitzonderingen op de procedure

Artikel 33 uit het ontwerpdecreet legt op dat de DNB niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten¹⁰ moet aankopen en dat hij hiervoor specificaties moet opstellen. Hij moet deze na publieke consultatie voorleggen aan de VREG ter goedkeuring. Artikel 2.3.23 beschrijft meer in detail de inhoud van de specificaties en de details van hoe deze procedure verloopt. We voegen toe dat de DNB ten laatste 6 maanden na de inwerkingtreding van het nieuwe TRDE de regels ter goedkeuring moet voorleggen en dat de DNB om de twee jaar een evaluatierapport opstelt.

Verder is er een uitzondering voorzien voor volledig geïntegreerde netwerkcomponenten. Daarvoor is de aankoop niet verplicht. Het TRDE moet volgens het ontwerpdecreet een bijlage bevatten van de netwerkcomponenten op wie de uitzondering niet van toepassing is. Voorlopig ziet de VREG geen uitzonderingen. We verwelkomen reacties van de belanghebbenden hierop.

Verder legt het decreet ook op dat de netbeheerder een afwijking van de verplichting tot aankoop van de NFGOD kan vragen, als deze aankoop niet economisch efficiënt is. We voegen een paragraaf toe die meer in detail gaat over deze afwijkingsprocedure. De netbeheerder kan een ex-ante afwijking aanvragen of een ex-post afwijking.

De belanghebbenden hadden na het webinar van 17/12/2020 nog feedback op dit artikel. Dit leidde tot een aantal aanpassingen, die besproken worden in Bijlage 3.

4.1.4.2.4 Investeringsplannen

4.1.4.2 §1. Het transparant investeringsplan, bedoeld in art. 4.1.19 van het Energiedecreet, wordt opgesteld op basis van de gegevens in dit hoofdstuk. Het plan wordt ieder jaar aangepast voor een periode van drie jaar en tien jaar.

4.1.4.2 §2. (deels nieuw) Het investeringsplan wordt aan de VREG ter beschikking gesteld volgens het rapporteringsmodel gepubliceerd door de VREG. Het rapporteringsmodel wordt door de elektriciteitsdistributienetbeheerder voorzien van een omstandige, gedetailleerde, duidelijke en transparante toelichting. Gelijktijdig maakt de elektriciteitsdistributienetbeheer ook de resultaten van de publieke consultatie, vermeld in artikel 4.1.19, §2 van het Energiedecreet, over aan de VREG. Het investeringsplan wordt door de elektriciteitsdistributienetbeheerders jaarlijks, telkens vóór 1 september ter goedkeuring aan de VREG voorgelegd.

¹⁰ In het ontwerp-omzettingsdecreet EMD worden niet-frequentiegerelateerde ondersteunende diensten als volgt gedefinieerd: “92°/1 niet-frequentiegerelateerde ondersteunende dienst: een dienst die wordt, gebruikt door een transmissie- of distributienetbeheerder of de beheerder van het plaatselijk vervoernet van elektriciteit voor spanningsregeling in stationaire toestand, snelle blindstroominjecties, inertie voor plaatselijke netstabiliteit, kortsluitstroom of inzetbaarheid in eilandbedrijf;”;

4.1.4.2 §3. (deels nieuw) De elektriciteitsdistributienetbeheerders verstrekken aan de VREG de informatie zoals vermeld in artikel 4.1.19 van het Energiedecreet en verstrekken tevens informatie over de beoordeling die zij uitvoeren van het potentieel voor energie-efficiëntie van hun elektriciteitsinfrastructuur, in het bijzonder wat betreft elektriciteitsdistributie, beheer van de belasting van het elektriciteitsdistributienet en interoperabiliteit, en de aansluiting van installaties voor energieopwekking, inclusief de toegangsmogelijkheden voor micro-energiegeneratoren.

§4. (nieuw) De VREG beslist binnen de dertig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen of het dossier al dan niet ontvankelijk is. Indien het dossier onontvankelijk is, dan beschikt de elektriciteitsdistributienetbeheerder over een termijn van 14 dagen om een aangepast dossier over te maken.

De VREG beslist over de gegrondheid van het investeringsplan binnen de negentig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen. Oordeelt de VREG dat er bepaalde informatie ontbreekt, dan vraagt de VREG om bijkomende inlichtingen. De elektriciteitsdistributienetbeheerder beschikt daarbij telkens over maximaal 14 dagen om de afdoende, bijkomende inlichtingen te verschaffen. De VREG beslist in dit geval over de gegrondheid van het investeringsplan binnen de honderdtachtig dagen na de dag waarop hij het investeringsplan heeft ontvangen.

Motivering van de wijziging

Onder Europese invloed (en meer specifiek artikel 32 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn) dienen de investeringsplannen van de netbeheerder bijkomende informatie te bevatten en dienen zij zich vanaf nu uitdrukkelijk te richten op o.a. de aankoop van flexibiliteitsdiensten, als alternatief voor bepaalde investeringen. Dit Europese artikel werd in hoofdzaak omgezet via artikel 39 van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD. Dat artikel wordt op zijn beurt verder uitgevoerd in artikel 2.1.11 van het TRDE.

Via deze herziening wensen wij artikel 2.1.11 van het TRDE dan ook in overeenstemming te brengen met het Europese en Vlaamse regelgevend kader. Zo wordt opgenomen dat de investeringsplannen een periode van drie en tien jaar dienen te beslaan. Verder wordt de indieningsdeadline verschoven van 1 juli naar 1 september. Er wordt een ontvankelijkheidsoordeel toegevoegd en er wordt geëxpliciteerd dat de investeringsplannen kunnen worden goedgekeurd, goedgekeurd onder voorwaarden of niet worden goedgekeurd. Verder worden er een aantal proceduretermijnen vastgelegd.

4.1.4.2.5 Flexibiliteit op het laagspanningsnet

Art. 2.3.26 (nieuw) Specifieke bepalingen voor flexibiliteit op het laagspanningsnet

§1. Elke distributienetgebruiker op het laagspanningsdistributienet die een actieve afnemer is, zoals gedefinieerd in het Energiedecreet, heeft het recht om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten.

De dienstverlener van flexibiliteit, die de DNG vertegenwoordigt, zal daartoe een overeenkomst sluiten met de desbetreffende elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens artikel 2.3.21 §4.

§2. De bepalingen uit artikel 2.3.21 §2 en §3 zijn niet van toepassing op flexibiliteit op het laagspanningsdistributienet voor een periode van 2 jaar, die ingaat op 1 september 2021. Na het verstrijken van deze periode evalueert de VREG of dergelijke vrijstelling nog verder van toepassing dient te zijn en of dat al dan niet bijkomende regels opgemaakt moeten worden.

Enkel indien de elektriciteitsdistributienetbeheerders kunnen aantonen dat de daadwerkelijke operationele veiligheid van het distributienet in het gevaar dreigt te komen, kan de VREG uitzonderlijk en enkel in situaties met een lokaal en specifiek karakter toestaan dat voormelde bepalingen toch van toepassing worden. De elektriciteitsdistributienetbeheerders dienen daartoe een gemotiveerde aanvraag in bij de VREG.

§3. De artikelen 2.3.22, §1, 2.3.23, §1 en 2.3.24, §1 betreffende de vereisten voor een meetinrichting op het toegangspunt die het gebruiksprofiel registreert, zijn niet van toepassing voor meetuitrustingen ten behoeve van flexibiliteit op het laagspanningsdistributienet. Een op afstand uitleesbare kleinverbruiksinrichting is voldoende.

§4. De aanvrager van flexibiliteit kan daarenboven een gemotiveerde uitzondering vragen aan de VREG om, naast de op afstand uitleesbare kleinverbruiksinrichtingen, ook flexibiliteit aan te kopen bij elektriciteitsdistributienetgebruikers waarbij gebruik wordt gemaakt van een niet op afstand uitleesbare, kleinverbruiksmootinrichting op het toegangspunt. Deze uitzondering dient ter goedkeuring aan de VREG te worden voorgelegd. De VREG vraagt bij de beoordeling van de uitzonderingsvraag, het advies aan de elektriciteitsdistributienetbeheerder.

Motivering van de wijziging

De VREG acht het belangrijk dat flexibiliteit ook mogelijk moet zijn op het laagspanningsnet. Deze opening naar laagspanning wordt bovendien ook uitdrukkelijk vereist door Europa, en meer bepaald in het samenlezen van verschillende bepalingen uit de Vierde Elektriciteitsrichtlijn. We vinden het daarbij belangrijk dat er op dit moment niet al te veel barrières worden ingeschreven om de ontwikkelingen op laagspanning niet te hypothekeren. We stellen dan ook voor om uitdrukkelijk een nieuwe bepaling op te nemen in het TRDE, die ervoor moet zorgen dat flexibiliteit op laagspanning ook mogelijk is, zonder dat daarbij aan alle vereisten uit het TRDE (zoals die bijvoorbeeld gelden voor middenspanning) moet voldaan worden. Dit neemt echter niet weg dat indien de VREG zelf vaststelt dat de markt voor flexibiliteit op laagspanning zich op dermate wijze aan het ontwikkelen is of signalen krijgt dat omkadering nodig wordt, dat er bepaalde ingrepen (cf. zijnde bijkomende regels of een bijkomend kader) in de toekomst (bij toekomstige herzieningen van het TRDE) zullen worden doorgevoerd.

We hebben dit gewijzigd na feedback van de belanghebbenden Thermovault en Flux50. Vooral Thermovault had heel wat voorstellen van aanpassing. De VREG gaat akkoord met een aantal principes, maar verkiest om een apart artikel op te nemen met de uitzonderingen voor laagspanning.

We gaan akkoord om Art. 2.3.21 §2 en §3 in verband met de NFS-studie twee jaar niet te laten gelden om proefprojecten en andere initiatieven toe te laten. De DNB kan de punten echter wel observeren waar flexibiliteit plaatsvindt en op die basis aantonen dat er wel maatregelen nodig zijn na 2 jaar. Op de vraag voor aanpassingen aan energieverdracht kunnen we niet ingaan, want dit is voor de balanceringsmarkten, DA/ID-markten en strategische reserve een federale bevoegdheid. De VREG is in het ontwerpdecreet enkel bevoegd voor de regels voor energieverdracht op lokale congestiemarkten. De VREG voert hier geen regels voor in. We willen er wel op wijzen dat de regels voor energieverdracht niet gelden voor laagspanningsklanten op het tijdstip van het schrijven. Verder melden we nog dat dit een voorstel voor publieke consultatie is. We verwelkomen alle verdere reacties van belanghebbenden en zijn zeker bereid om hierover in verder overleg te treden.

Betreft de deelname aan flexibiliteit op laagspanning werd door Thermovault de vraag gesteld waarom een digitale meter verplicht is. Het is namelijk zo dat in het ontwerp omzettingsdecreet EMD aangegeven wordt dat een digitale meter enkel nodig is indien deze noodzakelijk geacht wordt om deel te nemen aan flexibiliteit. In de eerste plaats is de VREG van mening dat een digitale meter

wel degelijk een belangrijk voordeel biedt, namelijk de mogelijkheid voor de netbeheerder om de impact op het distributienet bij activatie van flexibiliteit beter te kunnen monitoren op het toegangspunt. De registratie van een gemeten gebruiksprofiel lijkt echter niet strikt noodzakelijk voor alle mogelijke vormen van flexibiliteit en om die redenen versoepelen we de eis van een gemeten gebruiksprofiel (= digitale meter in meetregime 3) tot enkel de noodzaak om een digitale meter te hebben, ongeacht het meetregime. Hiertoe dient §3 in Art. 2.3.26.

Ondanks het feit dat de VREG van mening is dat de eis voor een digitale meter op het toegangspunt om te kunnen deelnemen aan flexibiliteit op laagspanning niet onredelijk is, in acht genomen de versnelde uitrol van de digitale meters alsook het relatief beperkte niet-periodieke tarief voor een digitale meter op aanvraag, geven we de mogelijkheid in §4 van Art. 2.3.26 om ook netgebruikers met een klassieke meter te kunnen laten deelnemen aan flexibiliteit. Hiertoe dient bij de VREG een uitzondering aangevraagd te worden door de aanvrager van flexibiliteit (FRP). Bij analyse van deze uitzonderingsvraag zullen we o.a. advies inwinnen bij de distributienetbeheerder om na te gaan of de mogelijke impact op het distributienet beheersbaar is.

Als laatste punt wensen we te benadrukken dat de vereisten voor een digitale meter enkel gelden voor het toegangspunt. Voor eventuele submeters zijn enkel de nauwkeurigheidsvereisten in Art. 3.1.17 §3 van toepassing, waarbij de mogelijkheid gelaten wordt tot afwijking hiervan door de FRP.

4.1.5 Nieuwe marktprocessen

De go-live van het nieuwe systeem van marktprocessen MIG6 en het bijhorende central market system (CMS) staat op het moment van deze consultatie nog steeds gepland voor 1 september 2021. Dat betekent dat dit nieuwe systeem in voege zou moeten zijn wanneer het volgende TRDE van kracht wordt. Het huidige TRDE hield al rekening met de mogelijkheid dat MIG6 live zou gaan. Voor alle zekerheid vroegen we alsnog aan de distributienetbeheerders of er aanpassingen nodig waren om deze nieuwe processen te faciliteren. De input die we ontvingen voegen we toe als een reactie op de webinars in de daarvoor voorziene Excel, al kwam deze niet expliciet aan bod. We hebben de input ook verwerkt in de tekst en bij de motivatie van de individuele artikelen.

4.1.6 Meerdere elektriciteitsleveringscontracten voor één afnemer

Aanleiding

Richtlijn 2014/94/EU¹¹ betreffende de uitrol van infrastructuur voor alternatieve brandstoffen, ook gekend als de clean power for transport (CPT) richtlijn, bepaalt in art.4 (12):

“De lidstaten zorgen ervoor dat het juridisch kader het mogelijk maakt dat voor de elektriciteitsvoorziening voor een oplaadpunt een contract kan worden gesloten met andere leveranciers dan de entiteit die elektriciteit levert aan het huishouden of de ruimte waar de oplaadpunten zich bevinden.”

De omzettingsdeadline voor deze bepaling is ondertussen al even verlopen. Bij de vorige herziening van het TRDE hebben we daarom eerst gekozen om een overgangsbepaling in te voeren die voldoet aan de letter van de wet. Art. 8.2.3 voert daarom tot 1 januari 2022 volgende bepaling in:

In afwijking van Art. 4.1.1, §1 worden, als de elektriciteitsdistributienetgebruiker hiertoe verzoekt, twee toegangspunten toegekend, met daaraan telkens één allocatiepunt gekoppeld

¹¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0094>

voor afname, aan aansluitingen waarop een of meerdere oplaadpunten voor elektrische voertuigen of een publiek toegankelijke laadinfrastructuur met oplaadpunten voor elektrische voertuigen aangesloten is.

Deze bepaling voert dus de mogelijkheid in voor een afnemer om een **tweede toegangspunt** te vragen om een elektrisch voertuig op te laden. Hoewel de theoretische mogelijkheid daarmee bestaat om een apart contract te sluiten voor oplaaddiensten, is het in de praktijk duidelijk dat deze aanpak veel nadelen en dus barrières voor deze keuze met zich meebrengt. We sommen hieronder niet limitatief de belangrijkste van deze belemmeringen op:

1. De forfaitaire componenten van de nettarieven worden, net als de heffing, geheven per toegangspunt. Een keuze voor meerdere toegangspunten verdubbelt deze verplichtingen en leidt tot een rechtstreeks financieel nadeel.
2. De invoering van het capaciteitstarief zal ervoor zorgen dat twee toegangspunten waarop apart het capaciteitstarief wordt berekend, steeds duurder zal zijn dan voor het geheel samengeteld. Dit voornamelijk omdat er geen rekening gehouden wordt met de niet-gelijktijdigheid van de pieken, maar ook omwille van minimale tarieven.
3. Bij de aanwezigheid van decentrale productie achter de aansluiting, zal het niet mogelijk zijn om productie gelijktijdig te verbruiken op het andere toegangspunt. De productie die niet verbruikt wordt op het eerste toegangspunt, zal dus behandeld worden als injectie.

Om o.a. die redenen voerden we in het TRDE van 2019 als definitief artikel 4.1.2, §3 in vanaf 1 januari 2022:

Aan een toegangspunt verbonden aan een aansluiting waarop een of meerdere oplaadpunten voor elektrische voertuigen of een publiek toegankelijke laadinfrastructuur met oplaadpunten voor elektrische voertuigen aangesloten is, wordt, afhankelijk van de gekozen dienst, een tweede allocatiepunt voor afname gekoppeld, ten behoeve van de afname via de oplaadpunten of de laadinfrastructuur.

In het consultatieverslag gaven we aan dat een aantal keuzes met betrekking tot het model met meerdere allocatiepunten nog te bepalen was bij een volgende herziening van het TRDE. In ieder geval was de bedoeling dat verplichtingen op het toegangspunt slechts één keer worden toegepast, en dat alsnog twee verschillende leveranciers/toegangshouders actief kunnen zijn.

Het is belangrijk er hier op te wijzen dat het model van toegangspunten en allocatiepunten dat we ingevoerd hebben bij de vorige herziening van het TRDE, en nu verder uitwerken, niet in detail beschrijft hoe de marktprocessen moeten opgezet worden. In MIG6 werden de concepten headpoint (HP) en service delivery point (SDP) ingevoerd. Met de beschrijving van toegangspunten en allocatiepunten beschrijven we echter (impliciet) de doelstellingen waaraan het marktsysteem moet voldoen, namelijk een samenhang van verschillende administratieve punten, waarop volumes op toegewezen worden, onder één toegangspunt, waaraan verschillende verplichtingen in de wetgeving gekoppeld zijn. Het zou dus perfect kunnen dat daaraan invulling wordt gegeven met een ander systeem dan HP/SDP, of dat de concepten van HP of SDP niet matchen met de concepten van toegangspunt en allocatiepunt.

Ondertussen werd Richtlijn (EU) 2019/944 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit, ook gekend als EMD, goedgekeurd, en verstrijkt ook daarvoor de omzettingstermijn. Artikel 4 bepaalt:

De lidstaten zien erop toe dat de afnemers vrij zijn om elektriciteit te kopen bij de leverancier van hun keuze en dat alle afnemers vrij zijn om op hetzelfde moment over meer dan één elektriciteitsleveringscontract te beschikken, mits de vereiste aansluit- en meetpunten zijn aangelegd.

De ontwerpteksten voor de omzetting van deze richtlijn in het Energiedecreet, wijzen op een redelijk letterlijke omzetting door een toevoeging over het artikel op vrije leverancierskeuze, met name:

Iedere afnemer heeft de volgende rechten:

...

3° het recht om op hetzelfde moment over meer dan één elektriciteitsleveringscontract te beschikken, op voorwaarde dat de meting en de allocatie en reconciliatie van de energiehoeveelheden conform de technische reglementen worden uitgevoerd;

Dit recht gaat verder dan het eerder ingevoerde recht, in die zin dat de keuze voor een aparte leverancier niet langer beperkt is tot het opladen van een elektrisch voertuig. Een afnemer moet kunnen kiezen voor een aparte leverancier, ongeacht het type toepassing, zo lang de meting maar conform de technische reglementen gebeurt.

Context: bestaande regelgeving

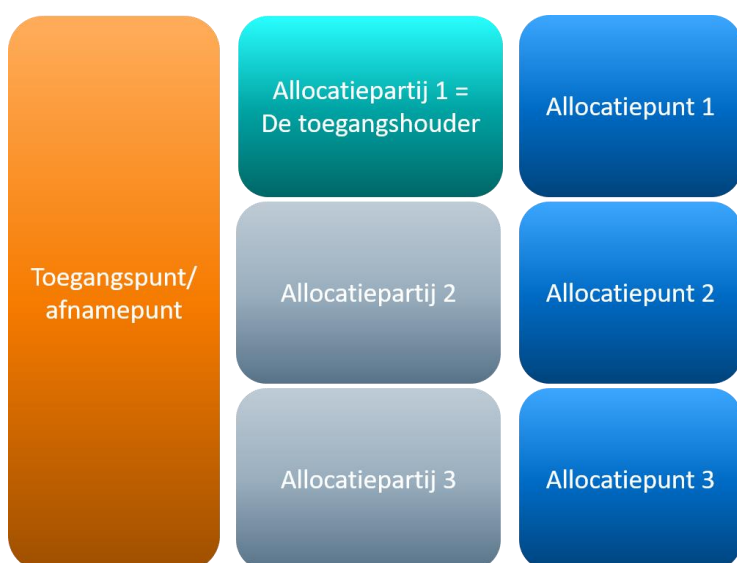
In de technische reglementen kunnen we niet afwijken van de bovenliggende regelgeving. We gaan dus uit van energiedecreet en -besluit als klijtlijnen voor een toekomstige regeling voor meerdere allocatiepunten om verschillende elektriciteitsleveringscontracten op te registreren.

Verschiedende verplichtingen in energiedecreet en -besluit worden opgelegd aan de toegangshouder op een toegangspunt (of meer specifiek, een afnamepunt)¹². Bovendien bepaalt art. 4.1.18 energiedecreet dat het TRD vastlegt wie de toegangshouder kan zijn op een toegangspunt. Dit sluit meteen de mogelijkheid uit dat er meerdere toegangshouders voor de afname op een afnamepunt actief zijn. Een aantal nieuwe artikels in het decreet omtrent energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (zie XXX) bevestigen bovendien expliciet dat standpunt, met de aanduiding van één enkele toegangshouder voor afname. In het TRDE van 2019 waren we echter van de veronderstelling van meerdere toegangshouders voor afname uitgegaan bij het introduceren van een bijkomend allocatiepunt voor afname vanaf 1 januari 2022.

Een toegangspunt kan dus voor de afname slechts één toegangshouder hebben, die verantwoordelijk is voor de verscheiden verplichtingen op een toegangspunt. Anderzijds zouden er bij het invoeren van meerdere allocatiepunten voor afname meerdere partijen actief kunnen zijn voor de levering. We stelden daarom in het webinar van 4 december 2020 voor om een nieuwe partij in te voeren, genaamd “allocatiepartij”. De allocatiepartij zou de partij zijn die aangeduid wordt op een allocatiepunt en verantwoordelijk is voor de aan hem gealloceerde energie. Binnen dit kader zou er steeds minstens één allocatiepunt voor afname gekoppeld moeten zijn met het toegangspunt voor afname. De allocatiepartij geregistreerd op dit eerste allocatiepunt zou dan de toegangshouder zijn. Dit model wordt voorgesteld in Figuur 1.

¹² We bedoelen hier de heffing (titel XIV energiedecreet), het quotum (art. 7.1.10 energiedecreet e.v.), de tarieven (art. 4.1.18, §2 energiedecreet).

Figuur 1: voorgestelde structuur allocatiepunten - allocatiepartijen en toegangshouder



In het webinar van 4 december 2020 stelden we dit model voor aan de stakeholders, en wezen we hen op de consequenties die dergelijk model zou hebben op verschillende marktprocessen. In het bijzonder stelden we ook de vraag welk kader er nodig zou zijn om de verschillende verantwoordelijkheden op het toegangspunt correct te verdelen.

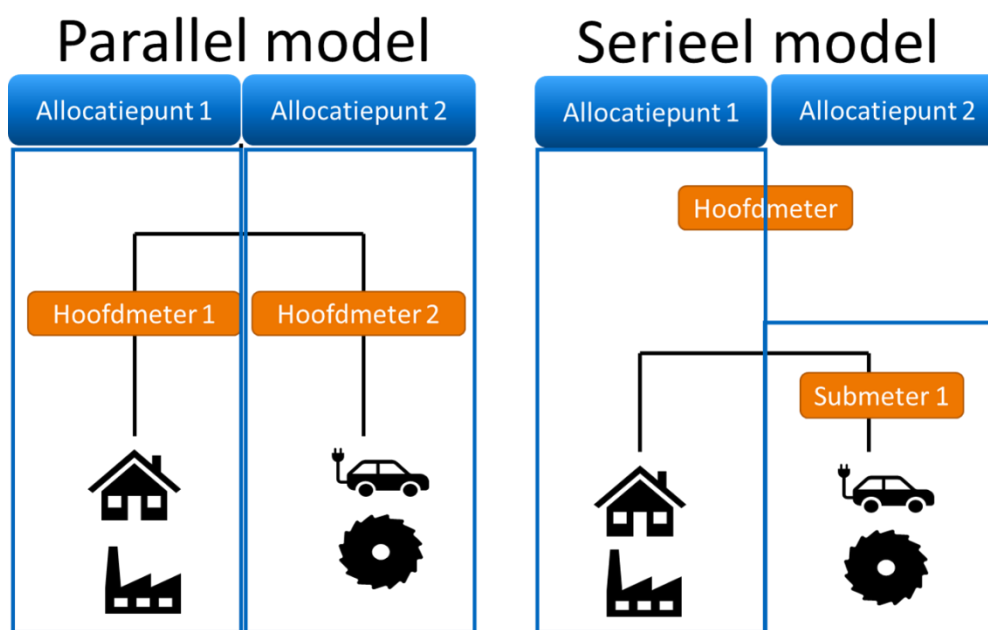
Configuraties

Tijdens het belanghebbendenoverleg gingen we ook dieper in op de technische configuratie die gebruikt zou moeten worden om een bijkomend allocatiepunt toe te voegen.

Indien er twee aparte afnames op een toegangspunt gemeten moeten worden (naast eventuele injecties), zijn er twee mogelijkheden voor wat betreft de oriëntatie van deze twee metingen ten opzichte van elkaar. Een eerste mogelijkheid bestaat uit twee **parallel** geplaatste hoofdmeters, die telkens de afzonderlijke meting van een allocatiepunt uitvoeren. Het toegangspunt bestaat dan uit de som van beide allocatiepunten. Een tweede mogelijkheid bestaat uit een hoofdmeter, die de meting van het toegangspunt uitvoert, en een submeter, die één van beide allocatiepunten meet. Het eerste (hoofd)allocatiepunt wordt dan bekomen door een berekening die de submeting aftrekt van de hoofdmeting¹³. Beide meters worden bij deze mogelijkheid **serieel** ten opzichte van elkaar geplaatst. Figuur 2 geeft deze twee mogelijkheden weer.

¹³ De aanwezigheid van lokale productie kan ervoor zorgen dat er een complexere berekening nodig is. Het is immers mogelijk dat de een deel van de afname op het gemeten allocatiepunt afkomstig is van de lokale productie.

Figuur 2: Vergelijking parallel en serieel model meerdere elektriciteitsleveringscontracten



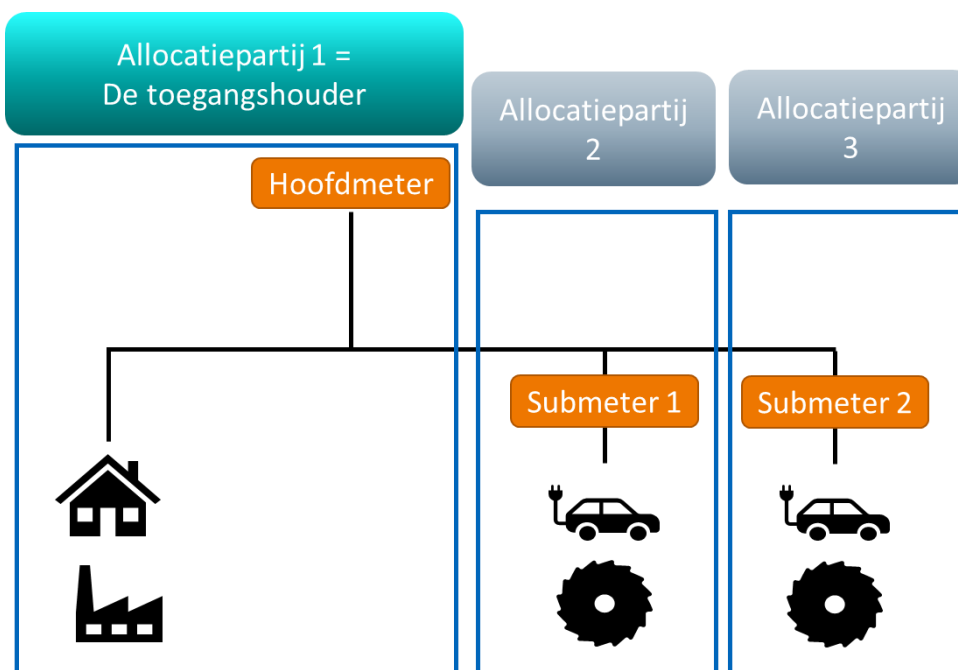
Tijdens het belanghebbendenoverleg in april stelden we beide modellen voor, en vroegen we input aan de stakeholders. We ontvingen een reactie van Fluvius, FEBEG, Flux50 en Elia.

Fluvius sprak zich uit als voorstander van het parallelle model. Ze wezen onder meer op de beter haalbare implementatie, onder meer door het vermijden van interacties in de marktprocessen. Ze gaven ook aan dat vehicle-to-grid beter mogelijk zou zijn in dit soort configuratie, uitgaande van elektrische voertuigen als toepassing. Ten slotte gaven ze ook aan dat het voor sommige toepassingen mogelijk niet wenselijk zou zijn om zelf geproduceerde stroom toe te wijzen aan het tweede toegangspunt. Dit gebeurt ook niet in het parallelle model. Het zou misschien wel mogelijk zijn om een systeem van energiedelen te gebruiken om alsnog voor bepaalde componenten eigen geproduceerde stroom toe te wijzen aan het tweede allocatiepunt. Fluvius gaf ten slotte wel aan dat het seriële model als voordeel heeft dat het een gesloten meting met het net biedt.

FEBEG en Flux50 spraken zich uit als voorstander van het seriële model. Ze wezen op de gesloten meting, maar ook op de betere stimulans voor zelfverbruik en de inpasbaarheid in de logica van MIG6. Er werd ook gewezen op mogelijke fraude bij het parallelle model. In principe zou dit opgelost kunnen worden, maar we denken wel dat de seriële submeter niet noodzakelijk vlak naast de hoofdmeter moet geplaatst worden, waar dat bij de parallelle meter wel noodzakelijk is om fraude uit te sluiten.

Uit deze reacties maakten wij op dat het seriële model in ieder geval het meest future proof is, al zijn er grotere uitdagingen bij de implementatie op korte termijn. Het model met één toegangshouder, en meerdere allocatiepartijen leek ons ook beter aan te sluiten bij deze configuratie. Er is immers één toegangshouder, wiens verantwoordelijkheid samenhangt met de hoofdmeting, waarlangs toegang tot het net wordt verkregen. Er zijn verder allocatiepartijen die markttoegang krijgen via de meting van een submeter. In het webinar van 4 december 2020 stelden we daarom voor om uit te gaan van de seriële opstelling in combinatie met het kader van toegangshouder en allocatiepartij zoals geïllustreerd in Figuur 3.

Figuur 3: Resultaat configuratie meerdere elektriciteitsleveringscontracten



Deze keuze werd voorgesteld tijdens een belanghebbendenoverleg op 4 december 2020. We ontvingen op deze voorstellen opnieuw een reactie van Fluvius, Flux50 en FEBEG.

Reacties belanghebbenden

De stakeholders geven unisono aan dat deze wijziging zeer ingrijpend is, en dat verschillende marktprocessen hiervoor grondig herwerkt moeten worden. FEBEG vraagt ook dat een aantal informatiestromen gegarandeerd zouden moeten worden naar de toegangshouder, om zijn werk mogelijk te maken. Alle partijen vragen daarom expliciet naar een (veel) langere implementatietermijn dan 1 januari 2022. Flux50 geeft ook aan dat meer implementatietermijn de tijd zou moeten bieden om een meer grondige afweging van de modellen te maken, en dat in tussentijd het parallelle model zou kunnen gebruikt worden. FEBEG zou graag ook een beter wetgevend kader afwachten, dat de rolverdeling in deze situaties beter verdeelt.

Fluvius en FEBEG wijzen ook op de discriminatie die zou ontstaan tussen de toegangshouder enerzijds, en de andere allocatiepartijen anderzijds. FEBEG geeft aan dat dit model het level playing field tussen leveranciers onderling niet respecteert, en pleiten dan ook voor een billijke verdeling van de verantwoordelijkheden. FEBEG wijst er in dat kader ook nog op dat de allocatiepartijen in het kader van het capaciteitstarief mogelijk een tegengestelde incentive hebben dan de toegangshouder, die het tarief zal moeten aanrekenen aan de klant.

Fluvius stelt ook nog dat de vereiste investeringen om het model tot stand te brengen, niet in verhouding staan tot de kosten die gemaakt zouden moeten worden om dit mogelijk te maken. FEBEG vindt ten slotte dat dit model met verschillende volumes waarvoor de toegangshouder verantwoordelijk is, niet duidelijk zal zijn voor de klant.

Conclusie en voorstel

De reacties van de stakeholders wijzen er duidelijk op dat de aanpassingen die we met het model van meerdere allocatiepartijen en een seriële configuratie willen introduceren, ingrijpender zijn dan

eerder gedacht. We stellen inderdaad ook vast dat onze oorspronkelijke insteek uit 2019, waarbij twee toegangshouders bepaalde verantwoordelijkheden delen, niet binnen het juridische kader past. Onze voorstellen die wel binnen het kader passen, zouden verregaande wijzigingen in het marktmodel introduceren.

We blijven er na onze analyse echter wel van overtuigd dat het seriële model het meest future proof is. Zo lang het wettelijke kader niet verandert – en daar moeten we vanuit gaan – denken we ook dat de rolverdeling die we introduceerden in het belanghebbendenoverleg de enige mogelijkheid is. We begrijpen echter wel dat deze toenemende complexiteit oplossingen op maat behoeft, en dat de aanpassingen nodig in de marktprocessen een bepaalde implementatietermijn zullen vergen.

We stellen daarom in de ontwerpversie van het nieuwe TRDE voor om de aanpassing met meerdere allocatiepartijen **nog niet door te voeren**. We passen wel de tijdelijke bepaling aan dat er meer toegangspunten gekozen kunnen worden per aansluiting, ten behoeve van apart gemeten installaties. In het TRDE van 2019 was deze oplossing immers beperkt tot enkel EV.

De belanghebbenden die reageerden in deze consultatie vroegen meer tijd om de processen en afspraken in marktoverleg. We gaan hierop in door de distributienetbeheerders in ons ontwerp TRDE op te leggen om **een voorstel uit te werken in samenspraak met de marktpartijen**. Dit voorstel kan dan als basis dienen om bij een volgende herziening van het TRDE het systeem met meerdere allocatiepunten door te voeren. We nemen ons voor om bij de volgende herziening van het TRDE in ieder geval een dergelijk systeem in te voeren.

In het artikel dat de verplichting tot een nieuw voorstel inhoudt, stellen we expliciet dat ze moeten uitgaan van het seriële model, dat een oplossing gezocht moet worden voor de billijke verdeling van verantwoordelijkheden en dat de nodige informatie naar de partijen moet gaan om hen in staat te stellen om hun verantwoordelijkheden uit te oefenen.

4.2 Bespreking per artikel

4.2.1 Algemene bepalingen

4.2.1.1 Artikel 1.1.2 (definities)

6° Aansluitingsvermogen

De definitie van aansluitingsvermogen werd verduidelijkt door integratie van Artikel 2.2.2. Verder wordt er verwezen naar het technisch aansluitingsvermogen als absolute bovengrens.

89/1° Technisch aansluitingsvermogen

Nieuwe definitie om de absolute bovengrens van het aansluitingsvermogen te bepalen.

95° Toegangsvermogen voor afname

De definitie is in lijn gebracht met de definitie in de Tariefmethodologie 2021-2024.

96° Toegangsvermogen voor injectie

De definitie is in lijn gebracht met de definitie in de Tariefmethodologie 2021-2024.

96/1° Totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen

Definitie ingevoerd ter verduidelijking van Artikel 2.2.54.

4.2.1.2 Artikel 1.2.4

Modelcontracten, reglementen, technische voorschriften, procedures en formulieren van elektriciteitsdistributienetbeheerders

De vereiste voorafgaande consultatie (in geval van aansluitings- of (data)toegangsvoorwaarden) waarvan sprake in dit artikel werd gewijzigd en verfijnd. Tot nu was enkel sprake van “een consultatie”. Daarbij rees echter de vraag naar de wijze van invulling van deze eis tot consultatie. Zo was er onder meer de vraag of hieronder ook kon ressorteren: een overleg met stakeholders, een niet-publieke consultatie, dan wel of enkel een formele, publieke consultatie beoogd werd.

We opteren ervoor om niet te specificeren *hoe* de consultatie moet georganiseerd worden, daar dit kan verschillen naar gelang het voorwerp ervan, maar om enkel te bepalen dat de consultatieprocedure doeltreffend moet zijn. Er worden daarbij 3 concrete doelstellingen bepaald. De stakeholder moet:

1. op efficiënte wijze geïnformeerd worden van het voorstel,
2. in de mogelijkheid gesteld worden opmerkingen te formuleren, en
3. ook geïnformeerd worden over de wijze waarop met zijn opmerkingen is omgegaan bij verdere uitwerking van het voorstel. Die informatieplicht houdt in dat omstandig gemotiveerd moet worden waarom een bepaalde opmerking wel, niet, of niet geheel, in rekening werd genomen.

Hoe de consultatie concreet georganiseerd wordt, moet de netbeheerder vaststellen. Dit kan verschillen naargelang het voorwerp. De VREG keurt de wijze van consultatie goed. Daarbij zal dit getoetst worden aan de geformuleerde doelstellingen.

Een consultatie is niet altijd nuttig. Men kan daarbij denken aan volgende situaties:

- als de vaststelling of wijziging louter het conformeren aan de hogere regelgeving betreft, en er dus geen beleidsvrijheid is voor de netbeheerder
- als uit de aard van de nieuwe voorwaarden blijkt er geen enkele negatieve impact mogelijk is voor degenen op wie de voorwaarden van toepassing zijn.

Daarom wordt nu bepaald dat de VREG kan beslissen dat geen consultatie vereist is.

Er wordt geen lijst opgenomen van mogelijke situaties waarbij consultatie niet nuttig is, omdat dit te beperkend en niet future-proof is. Er wordt daarentegen bepaald dat de VREG dit case-by-case kan beslissen. De transparantie omtrent dit soort beslissingen (‘consultatie werd niet vereist’) wordt gewaarborgd door het feit dat de motieven (waarom geen consultatie vereist werd) weergegeven moeten en zullen worden in de beslissing over het goed te keuren document.

Voor de overige (detail)wijzigingen aan dit artikel wordt verwezen naar de excel met motivering wijzigingen.

4.2.1.3 Artikel 1.3.3 - UMIG

Art. 1.3.3., §2

Het “belast zijn met de uitwerking” wordt hier anders verwoord: “stelt op”. Deze herverwoording maakt meteen wel duidelijk dat, waar in deze § vroeger niet ingegaan werd op wie wat doet, hier wel al bepaald wordt dat het de DNB is die de UMIG vaststelt. De eigenlijke procedure hiertoe is bepaald in §3.

Art. 1.3.3., §3

In plaats van een procedure van overleg via overlegplatform, en daarna goedkeuring door de toegangshouders (cfr. oude §5), wordt nu het volgende bepaald:

- DNB stelt UMIG vast
- voorafgaandelijk overleg met alle actieve toegangshouders
- consultatieprocedure voordien vast te leggen door DNB
 - o overleg moet voldoen aan volgende kwaliteitseisen: efficiënte informeren stakeholders, capteren opmerkingen, feedback
 - o VREG keurt consultatieprocedure goed
- Klachtenprocedure (bemiddeling/beslechting) geldt onverkort – VREG kan in kader daarvan KBA vragen aan DNB.

De vaststellingsprocedure wijzigt dus van een noodzakelijke consensus (DNB-toegangshouders) naar een vaststellen door DNB na overleg met toegangshouders). Het consensusmodel veronderstelt immers dat alle toegangshouders samen met de distributienetbeheerders naar de ideale modus operandi zoeken. Dit model past niet meer op de realiteit met meerdere tientallen actieve leveranciers. In de praktijk wordt samengewerkt met een beperkte groep leveranciers. In theorie zou een gebrek aan consensus tussen alle actieve leveranciers ook het hele proces kunnen blokkeren, wat onwenselijk is.

De wijze waarop het (uiteraard noodzakelijke) overleg plaatsvindt, wordt bovendien in het nieuwe model niet expliciet bepaald; de consultatieprocedure moet door de netbeheerder worden vastgesteld. Deze werkwijze waarbij het hoe wordt overgelaten aan de DNB, volgt de werkwijze zoals bepaald / voorgesteld in art. 1.2.4 waarbij de VREG het *doel* van het overleg vastlegt, maar concrete *werkwijze* overlaat aan de netbeheerder. Dit neemt echter niet weg dat het bestaande overlegplatform kan, en heel vermoedelijk ook zal, behouden worden, en dus zal beschreven worden in het door de netbeheerder vast te stellen consultatieprocedure. De consultatieprocedure kan trouwens uitgebreid beschreven worden, en is ook zo nodig makkelijker -naar gelang de noden- te wijzigen, dan het geval is met het TRDE. Deze procedure kan ook, zo gewenst, bijvoorbeeld een onderscheid maken tussen dringende wijzigingen, enerzijds, en de wijze waarop een overleg in het kader van een herziening moet plaatsvinden, anderzijds. Dergelijk onderscheid is volgens FEBEG nodig.

De leveranciers maken zich zorgen over de mogelijkheid die dit artikel biedt aan de distributienetbeheerders om het overleg via het overlegplatform volledig naast zich neer te leggen. We denken echter enerzijds dat zij uit praktische overwegingen ook moeten samenwerken met de toegangshouders om een nieuw werkbaar systeem uit te werken. Anderzijds zal de VREG een consultatieprocedure die onvoldoende rekening houdt met de behoeften van de toegangshouders nooit goedkeuren.

Art. 1.3.3., oude §4

De huidige §4 wordt geschrapt: alle actieve toegangshouders zijn begrepen in de procedure vervat in het nieuw voorgestelde §3. De procedure van vaststelling MIG is beschreven in §3.

Art. 1.3.3., oude §5 – nieuwe §4

Nieuwe §4 (oude §5) gaat enkel nog in op de publicatie-eis. Deze eis geldt weliswaar al op grond van art. 1.2.3 TRDE (als UMIG beschouwd kan worden als 1 van de documenten bepaald in dat artikel). Om alle twijfel hieromtrent evenwel uit de weg te gaan wordt de vermelding van de expliciete publicatieplicht behouden.

4.2.1.4 Artikel 1.5.1.

Het begrip ‘overmacht’ wordt afzonderlijk vermeld, los van ‘noodsituatie’. Dit heeft te maken met de verschillende doelstelling van deze begrippen (zie bij bespreking ‘overmacht’). Daarom wordt het huidige art. 1.5.2 doorgeschoven naar onderen: dat is nu het laatste artikel van het hoofdstuk.

Noodsituatie en de gevolgen daarvan is een eerste aspect, overmacht is een ander aspect.

Art. 1.5.1 beschrijft het begrip ‘noodsituatie’.

We behouden het begrip ‘noodsituatie’. Er is immers geen overlap, en dus geen mogelijke verwarring, met een begrip uit de termen gebruikt in de richtsnoeren SO GL (= Richtsnoeren betreffende het beheer van het transmissienet). Daarin is sprake van ‘noodtoestand’ als 1 van de 4 niet-normale toestanden van het net.

Uit analyse van de huidige regels komen we tot de omschrijving, en dus definitie, van ‘noodsituatie’ als de situatie waarbij de operationele veiligheid of de betrouwbaarheid van het distributienet in acuut gevaar is of dreigt te komen. Het ‘net’ moet daarbij ruim geïnterpreteerd worden, namelijk als ‘systeem’. Met het net wordt dus niet enkel het fysieke net, maar ook de daaraan gelinkte processen begrepen.

‘Operationele veiligheid’ betreft de waarborg van het goed opereren van het net, en dus het vermijden van bijvoorbeeld een uitval ervan. Het gaat niet om elektrische veiligheid (bv kans op elektrocutie). Vandaar het adjectief “operationele”.

De betrouwbaarheid van een net komt in het gedrang (en een noodsituatie ontstaat) als de het huidige hoge niveau van betrouwbaarheid (= lage onderbrekingsduur en -frequentie) niet gehandhaafd kan worden. Als, met andere woorden, een sterke stijging van het aantal onderbrekingen vastgesteld wordt of dreigt, is sprake van een noodsituatie. Er zijn weliswaar geen objectieve betrouwbaarheidscriteria.

Dit kan uiteraard nog steeds aanleiding geven tot discussie over wat daaronder ressorteert, en wat niet. Er zijn immers geen objectieve criteria. Juridisch zou een objectief aflijnen wenselijk zijn, maar dat lijkt ons technisch niet mogelijk.

Voor het transmissienet is dergelijk objectief aflijnen van de niet-normale toestanden van het net, waaronder de ‘noodtoestand’: Elia moet voor elk element van zijn net objectieve ‘operationeleveiligheidsgrenzen bepalen’. Dit is voor het distributienet geen echte optie, omdat er

veel meer assets zijn in het distributienet (in vergelijking met het transmissienet), waardoor het niet realistisch is om voor elke asset een veiligheidsgrens te bepalen.

In principe zou het wel mogelijk zijn om de assets per type te groeperen, en per type assets veiligheidsgrenzen te definiëren. Impliciet gebeurt dit al door het dimensioneren en configureren van veiligheden. Echter, door het zeer sterk vermaasd-zijn van het distributienet is het overschrijden van veiligheidsgrenzen op een bepaald stuk niet noodzakelijk een noodsituatie voor het ganse distributienet.

Om toch enigszins duiding te geven wat de correcte invulling van het begrip 'noodsituatie' inhoudt, zijn enkele voorbeelden in het artikel opgenomen.

4.2.1.5 Artikel 1.5.2.

In dit artikel worden de mogelijke door netbeheerder te nemen maatregelen besproken. Dit kadert in de kerntaak van de netbeheerder, nl. om een veilig, betrouwbaar en efficiënt net uit te baten.

Als de veilige en betrouwbare werking van het net in gevaar is, of hersteld moet worden, kan de netbeheerder uitzonderlijke en tijdelijke maatregelen nemen.

Zo nodig moeten netbeheerders van gekoppelde netten hiertoe samenwerken: ze moeten hun acties coördineren. Dit alles is bestaande tekst.

Aan dit artikel worden twee paragrafen toegevoegd:

a) een nieuwe §4

Deze bevat **procedurele waarborgen**, die nu immers ontbreken. Concreet wordt een informatieplicht van de netbeheerder t.a.v. de VREG geïntroduceerd.

- Zodra een noodsituatie wordt vastgesteld, moet dit zo snel mogelijk gemeld worden aan de VREG.
- Daarna moet een gemotiveerd voorstel van maatregelen worden overgemaakt, ten laatste 30 dagen na de vaststelling van de noodsituatie. Dit zal bijvoorbeeld mogelijk zijn als de noodsituatie bestaat in een dreigend, maar nog niet daadwerkelijk gevaar.
- Als de maatregelen ondertussen echter -wegens dringend- al genomen zijn, zal de informatieplicht bestaan uit een gemotiveerd verslag van genomen maatregelen.
- Voorstel, respectievelijk verslag, moeten ten laatste 30 dagen na de vaststelling van de noodsituatie worden overgemaakt. De opmaak van het gemotiveerde voorstel vereist toch iets van tijd. Daarom wordt dit voorafgegaan door een melding van de vaststelling van de situatie.

Het gemotiveerde voorstel of verslag heeft een informatieve rol. Het stelt de VREG in staat om na te gaan of de netbeheerder redelijk kon beslissen om een situatie als noodsituatie te beschouwen, en om de vermelde maatregelen te nemen/genomen te hebben. Het is dienstig voor de VREG in het kader van eventuele klachten die hij kan ontvangen over de

geplande/genomen maatregelen. De VREG behandelt klachten hierover in het bestaande kader van geschillenbehandeling.

b) een nieuwe §5

de zogenaamde ‘vangnet-bepaling’ die tevens in het federale technische reglement voorkomt. Deze bepaling verschaft een rechtsgrond voor het nemen, door de netbeheerder, van de naar diens oordeel nodige maatregelen in geval fysieke integriteit van personen, of materiële schade, dreigt of hersteld moet worden. En dit ongeacht of een situatie als ‘noodsituatie’ is aan te merken.

Op basis daarvan is het nemen van nodige maatregelen, door de netbeheerder, verantwoord. In geval de aantasting van de fysieke integriteit van personen, of materiële schade, dreigt wordt of hersteld moet worden, is het een vorm van (verplicht) zorgvuldig handelen dat erger kwaad vermeden wordt (= schadebeperkingsplicht). Het niet-handelen in die situaties zou zelfs als een fout (onzorgvuldigheid) beschouwd kunnen worden. De woordkeuze “kan” en “nodig acht” heeft hierbij geen betrekking op het al dan niet handelen, maar op de (keuze van) maatregelen die in dat geval moeten genomen worden: daarin heeft de netbeheerder een grote beleidsvrijheid, gelet op het hoger doel dat bereikt moet worden: erger kwaad vermijden = zorgvuldig handelen.

4.2.1.6 Artikel 1.5.3.

Dit handelt over de mogelijke (legale) opschorting van verplichtingen, indien nodig, in geval van noodsituatie. Het vroegere aparte artikel, dat handelde over de **schadebeperkingsplicht** en de **informatieplicht** van degene die zijn verplichtingen opschort als gevolg van noodsituatie, wordt in dit ene artikel geïntegreerd. Voor de goede orde wordt bevestigd dat de opschorting van verplichtingen waarop dit artikel betrekking heeft, uiteraard enkel betrekking heeft op verplichtingen die voortvloeien uit het TRDE (of daaruit voortvloeiende contracten of reglementen). Dit geldt dus niet voor verplichtingen vervat in andere regelgeving, zoals Energiedecreet of -besluit.

In het Energiedecreet zien wel dat, bij 2 verplichtingen, vermeld is dat een opschorting mogelijk is “in geval van noodsituatie en overmacht”, en voor invulling van deze begrippen wordt verwezen naar het relevante technisch reglement.

- forfaitaire vergoeding bij niet-geplande langdurige stroomonderbreking
- verplichting tot toegang verlenen tot het net

Er zijn enkele **procedurele waarborgen** bepaald: proportionaliteit, schadebeperkingsplicht en informatieplicht. Dit alles betreft bestaande tekst.

Hieraan wordt enkel een **informatieplicht t.a.v. de VREG** (en niet enkel t.a.v. de betrokken partijen) **toegevoegd**. Dit is nieuw. De informatieplicht geldt op dit moment enkel t.a.v. “betrokken partijen”. Het is evenwel nuttig als ook de regulator op de hoogte is van de opschorting van verplichtingen, temeer gezien zijn bevoegdheid m.b.t. klachtenbehandeling inzake ‘het uitvoeren van de verplichtingen van de netbeheerder’.

4.2.1.7 Artikel 1.5.4. - overmacht

In dit artikel is een definitie van het begrip ‘overmacht’ opgenomen.

De reden hiertoe is eigenlijk beperkt: het enige nut daartoe volgt uit feit dat het Energiedecreet (op dit moment) in twee bepalingen naar het begrip ‘overmacht’ verwijst “zoals vermeld in het technisch reglement”

- forfaitaire vergoeding bij niet-geplande langdurige stroomonderbreking
- verplichting tot toegang verlenen tot het net

Het begrip ‘overmacht’ is, als loutere mogelijke, maar niet-noodzakelijke oorzaak van ‘noodsituatie’, niet relevant voor het begrip ‘noodsituatie’ zelf en de gevolgen daarvan.

Overmacht is een relevant begrip in het kader van aansprakelijkheid: normaal is iemand aansprakelijk voor

- doen wat niet mag / inbreuk op regelgeving
- niet-doen wat moet (bvb contractuele verplichtingen)

Dan begaat men immers een ‘fout’, en een fout die in oorzakelijk verband staat met schade leidt tot vergoedingsplicht door de veroorzaker, aan de schadelijder.

De schadeveroorzaker is echter **niet aansprakelijk als deze door een situatie van overmacht in de absolute onmogelijkheid is om zijn verplichtingen uit te voeren.**

Een noodsituatie verantwoordt (of verplicht zelfs tot) het nemen van maatregelen, of het niet-uitvoeren van verplichtingen: het TRDE biedt hiervoor een rechtsbasis. Dit neemt niet weg dat het algemeen aansprakelijkheidsrecht, dat behoort tot het burgerlijke recht, overeind blijft.

Dus, zelfs al verantwoordt een noodsituatie het nemen van bepaalde maatregelen of de opschorting van verplichtingen; dit neemt niet weg dat de oorzaak van de noodsituatie tegen het licht gehouden kan worden (is er sprake van een fout?), en er vragen kunnen rijzen over aansprakelijkheid. Dit luik / dat aspect, is een vraag die behoort tot het burgerlijk recht.

De vraag rijst hierbij waarom het begrip overmacht in het TRDE, of zelfs in de energieregelgeving in het algemeen, gedefinieerd moet worden.

Er zijn immers enkele argumenten contra:

- aansprakelijkheid betreft een aspect van burgerlijk recht
- er is geen wettelijke definitie; de rechtspraak geeft invulling aan het begrip ‘overmacht’
- finaal oordeel in geval van bestwisting komt dan ook de rechtbank toe

Weliswaar zien we ook enkele argumenten pro:

- We kunnen er niet om heen dat het Energiedecreet expliciet verwijst naar het begrip overmacht “als bepaald in de technische reglementen” → de decreetgever gaf in die zin opdracht aan de VREG om het begrip te omschrijven
- Het omschrijven van het begrip, in het toch wel specifieke energielandschap, is nuttig omwille van rechtszekerheid – meer bepaald, op dit moment, voor de toepassing van de bepalingen waar het begrip op dit moment gehanteerd wordt.

Gelet op deze argumenten pro behouden we het begrip ‘overmacht’. Dit neemt niet weg dat het begrip gemoduleerd kan worden in contracten en reglementen, voor de toepassing van de bepalingen in deze documenten. Wat contracten betreft, geldt in principe de vrijheid van contracteren: partijen kunnen het begrip ‘overmacht’ vrij invullen, waardoor het eigenlijk tevens de contractuele uitsluitingen en en beperkingen van aansprakelijkheden omhelst. Als het om

gereguleerde contracten gaat, zal hierop uiteraard wel toegezien worden. Teneinde duidelijk te maken dat het begrip ‘overmacht’ in het TRDE wordt gedefinieerd omdat dit aldus bepaald is in het Energiedecreet, maar dit een eventuele andere definitie, voor andere toepassing, niet uitsluit, wordt bepaald: “overmacht, als bedoeld in het Energiedecreet”.

We behouden dus het begrip ‘overmacht’ in het TRDE, maar we schaafden de definitie wel wat bij, in die zin dat er een **link** moet zijn tussen **gebeurtenis** en de **onmogelijkheid tot uitvoering van de plichten**. Dit is eigenlijk evident, want er moet natuurlijk een causale link (een oorzakelijk verband) zijn tussen de gebeurtenis enerzijds, en het bevrijd zijn van verplichtingen, anderzijds. Of de onmogelijkheid tot presteren absoluut, dan wel relatief is (wat is redelijke onmogelijkheid?), is niet altijd duidelijk. Het komt de rechter toe hierin te beslechten.

We behouden enkele voorbeelden van ‘overmacht’, en voegden er enkele toe. We voegden tevens toe dat de voorbeelden situaties betreffen die overmacht *kunnen uitmaken als zij voldoen aan de voorwaarden van de definitie*. Dit is een **belangrijke** toevoeging, want het is evident dat niet elke brand of elk onweer ‘overmacht’ uitmaakt. Dit toont ook meteen het zeer relatieve belang van de voorbeelden aan: elke situatie toch aan de kwalificatie-criteria van overmacht getoetst worden. Er is dan ook geen reden om een uitgebreide lijst van voorbeelden op te stellen. Bij een lange lijst van voorbeelden zou men er verkeerdelijk van kunnen uitgaan dat de loutere vermelding van een situatie in deze lijst volstaat om te spreken van 'overmacht', *quod non*.

De gegeven voorbeelden van ‘overmacht’ betreffen klassieke voorbeelden die niet specifiek zijn voor de uitbating van het distributienet. De meerwaarde ervan is ook om deze reden beperkt.

Een finaal oordeel over het al dan niet kwalificeren van een situatie als "overmacht" komt de rechterlijke macht toe, niet de VREG.

De voorbeelden die veeleer te kwalificeren waren als “noodsituatie”, werden geschrapt.

Een voorbeeld hiervan:

“de tijdelijke of voortdurende technische onmogelijkheid om via het elektriciteitsdistributienet elektriciteit uit te wisselen door storingen binnen de regelzone, veroorzaakt door elektriciteitsstromen die het resultaat zijn van energie-uitwisselingen binnen een andere regelzone of tussen twee of meer andere regelzones, en waarbij de identiteit van de marktdeelnemers die bij die uitwisselingen betrokken zijn, niet bekend is en redelijkerwijs niet bekend kan zijn door bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder”:

deze situatie van storingen binnen regelzone met technische onmogelijkheid tot uitwisseling elektriciteit van het distributienet *kán* een overmachtssituatie uitmaken als de situatie onvoorzienbaar en onafwendbaar is. Overmacht is alvast al in het algemeen gedefinieerd. Dit voorbeeld resorteert er dus onder als aan de criteria daarvan is voldaan.

Een belangrijke reden waarom we het voorbeeld niet vermelden, is het tegengaan van verwarring met het begrip noodsituatie. Het voorbeeld is mogelijks al gauw als overmacht te kwalificeren, maar daarom niet per se als noodsituatie op het distributienet. Immers, de operationele veiligheid of betrouwbaarheid van het distributienet komt namelijk niet per se in gevaar. Maar het *kán* wel: misschien leidt de situatie tot schaarste, en *dán* kan er een noodsituatie op het distributienet ontstaan.

4.2.2 Netcode

4.2.2.1 Art. 2.1.16

Integratie van de aansprakelijkheidsrapportering in het kwaliteitsrapport. Tot op heden was dit een aparte rapportering, maar omdat beide sterk gerelateerd zijn is het zinvol om ze samen te behandelen. Het rapporteringsmodel van het kwaliteitsrapport wordt hiervoor aangepast.

4.2.2.2 Art. 2.2.5 – Eenvoudige aansluiting

In het artikel is verduidelijkt dat een spanningswijziging (bij een aansluitingsvermogen > 25 kVA) niet altijd realiseerbaar is binnen de gestelde termijnen van een eenvoudige aansluiting.

4.2.2.3 Art. 2.2.39

Art. 15, §5 van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn bepaalt dat lidstaten ervoor zorgen dat actieve afnemers met een energieopslagfaciliteit onder meer “het recht hebben om binnen een redelijke termijn na de aanvraag een netaansluiting te krijgen, mits is voldaan aan alle noodzakelijke voorwaarden zoals balanceringsverantwoordelijkheid en een passend metersysteem”.

In het ontwerp-omzettingsdecreet EMD wordt deze bepaling als volgt omgezet: *“Een actieve afnemer met een energieopslagfaciliteit heeft de volgende rechten: 1° de aansluiting van de energieopslagfaciliteit op het net binnen een redelijke termijn, vermeld in de technische reglementen.”*¹⁴

In de memorie van toelichting bij het ontwerp-omzettingsdecreet EMD lezen we hieromtrent het volgende: *“Het gaat hierbij over een elektriciteitsopslagfaciliteit dat wordt gekoppeld aan het elektriciteitsdistributienet of plaatselijk vervoernet van elektriciteit. De bevoegde netbeheerder moet daarbij voorzien dat de aansluiting van een elektriciteitsopslagfaciliteit binnen een redelijke termijn gebeurt en een gelijkaardige termijn voorziet zoals bij andere aansluitingen het geval is. De technische reglementen zullen verder bepalen wat als redelijk kan worden verstaan.”*¹⁵

Deze bepaling bevat zodus een delegatie aan de VREG. We stellen voor om hieraan de volgende invulling te geven, nl. een aanvulling van art. 2.2.39 TRDE (zie onderstreping):

§6. Onverminderd de vorige paragrafen kan de uitvoeringstermijn na goedkeuring van de offerte voor een aansluiting van kwalitatieve warmtekrachtkoppelingeninstallaties, energieopslagsystemen en installaties die elektriciteit produceren op basis van hernieuwbare energiebronnen niet meer dan 24 maanden bedragen, behoudens uitzonderlijke omstandigheden en na motivering.

Motivering van de wijziging

Betreft het realiseren van een nieuwe aansluiting of een verzwaring van een bestaande aansluiting zijn er duidelijk gedefinieerde termijnen in het TRDE, welke onafhankelijk zijn van het doel van de aansluiting (enkel afname, decentrale productie, opslag,...). Een aansluiting ten behoeve van een energieopslagsysteem wordt m.a.w. niet anders behandeld dan andere aansluitingen, net zoals de Vlaamse regelgever dit wenst (“redelijke en gelijkaardige termijn zoals bij andere aansluitingen”).

¹⁴ Deze bepaling zou worden ingevoegd als nieuw art. 4.4.2, §2 Energiedecreet.

¹⁵ Zie: <https://beslissingenvlaamseregering.vlaanderen.be/document-view/5FD265766B34EF0008000104>.

Wel merkten we op dat Art. 2.2.39 TRDE een specifieke paragraaf bevat die de termijnen voor het aansluiten van kwalitatieve warmtekrachtkoppelingsinstallaties en decentrale productie-installaties limiteert tot 24 maanden. Hier stellen we voor om ook expliciet ‘energieopslagsystemen’ aan toe te voegen. Op die manier geniet energieopslag van gelijkaardige maximumtermijnen als decentrale productie-installaties en kwalitatieve warmtekrachtkoppelingsinstallaties.

Fluvius gaf in haar reactie op het webinar van 17 december 2020 expliciet aan geen bezwaar te hebben tegen de aanvulling van art. 2.2.39 TRDE met “energieopslagsystemen”. Ook Flux50 gaf aan hierbij geen opmerkingen te hebben. Voor het overige ontvingen we hieromtrent tot dusver geen opmerkingen.

4.2.2.4 Art. 2.2.44

Dit artikel gaat over de ruimte voor de aansluiting. Er wordt verduidelijkt dat de eisen waar deze ruimte dient aan te voldoen dienen vastgelegd worden in de technische voorschriften voor aansluiting, wat een formalisering is van de actuele praktijk.

4.2.2.5 Art. 2.2.45

Plicht tot opstellen van technische voorschriften voor het aansluiten van laadpunten voor elektrische voertuigen op laagspanning. Meldingsplicht voor laadpunten met een laadvermogen ≥ 5 kVA. De reden hiervoor wordt toegelicht in de algemene toelichting onder [aanpassingen ter ondersteuning van elektrisch rijden](#).

4.2.2.6 Art. 2.2.53

Verduidelijking dat elke relevante wijziging van een productie-eenheid of energieopslagsysteem gemeld dient te worden. Het woord ‘significant’ is vervangen door het begrip ‘relevant’ en er wordt doorverwezen naar de technische voorschriften (C10/11) ter invulling van dat begrip. De reden van aanpassing is dat ‘significant’ nergens gedefinieerd is en laat uitschijnen dat enkel belangrijke aanpassingen gemeld dienen te worden, terwijl in het actuele technische voorschrift C10/11 (editie 2.1) in principe elke wijziging, met uitsluiting van de vervanging van een overstroombeveiliging, gemeld dient te worden.

4.2.2.7 Art. 2.2.54

Verduidelijking vanaf welke vermogensgrens telecontrole opgelegd kan worden. De initiële bepaling “globaal opgesteld productievermogen” werd vervangen door “totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen” om aan te geven dat de grens technologie-neutraal is alsook dat DC-gekoppelde eenheden, die geen rechtstreekse invloed uitoefenen niet in acht genomen worden. Hiermee is de bepaling ook in lijn met C10/11 waar opslag en productie samen bekeken worden.

De term “totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen” werd toegevoegd aan de definities (Art. 1.1.2) als “*de som van het maximale opgesteld vermogen, uitgedrukt in kVA, van een of meerdere productie-eenheden of opslaginstallaties die via één aansluiting gekoppeld zijn met het distributienet;*”

4.2.2.8 Art. 2.2.73

Er werd een nieuwe paragraaf (§3) toegevoegd om de netbeheerder de mogelijkheid te geven om een verzwaring van de aansluiting op te leggen in situaties waar de netgebruiker (herhaaldelijk) het aansluitingsvermogen overschrijdt. Dit is enkel van toepassing op aansluitingen op het midden- en hoogspanningsdistributienet.

4.2.2.9 Art. 2.2.84

Ter ondersteuning van specifieke toepassingen op laagspanning, zoals bijvoorbeeld een buurtbatterij, wordt het mogelijk gemaakt dat in bepaalde situaties bijkomende contractuele afspraken tussen netgebruiker en netbeheerder gemaakt worden. In geval van een buurtbatterij zijn dit bijvoorbeeld operationele afspraken die moeten borgen dat de spanningskwaliteit gegarandeerd blijft. In het aansluitreglement dient verduidelijkt te worden in welke situaties dit van toepassing is.

4.2.2.10 Art. 2.3.16

Aanpassing in het kader van de Tariefmethodologie 2021-2024. Reactieve energie wordt bekeken op het niveau van het toegangspunt en niet het allocatiepunt.

4.2.2.11 Art. 2.3.18

Aanpassingen aan §2, §3 en §6 in het kader van de Tariefmethodologie 2021-2024. Reactieve energie wordt bekeken op het niveau van het toegangspunt en niet het allocatiepunt. Het tijdsinterval voor het toekennen van de forfaitaire hoeveelheid reactieve energie is een kwartier.

4.2.3 Meetcode

4.2.3.1 Art. 3.1.4

In §2, §3 en §4 werd de term toegangsvermogen vervangen door aansluitingsvermogen. Dit is een aanpassing in het kader van de nieuwe tariefstructuur, zie paragraaf 4.1.1 voor een verdere toelichting.

In §3 werd verduidelijkt dat alle nieuwe kleinverbruiksmeterinrichtingen dienen te voorzien in een gescheiden registratie van afname en injectie. Volgens het Energiedecreet (Art. 4.1.22/2) mag de netbeheerder immers enkel nog digitale meters plaatsen en deze faciliteren een gescheiden registratie van afname en injectie. Ook eventuele alternatieven voor een bekabelde versie, welke pas ter beschikking is vanaf 2023, dienen minstens te voorzien in een gescheiden registratie van afgenomen en geïnjecteerde energie.

Daarnaast wordt de specifieke situatie waarbij er een grootverbruiksmeterinrichting (AMR) geplaatst wordt (op het toegangspunt) bij aansluitingen < 56 kVA met een decentrale productie-installatie of energieopslagsysteem > 10 kVA bijgestuurd. Vanaf 1/1/2022 dient de distributienetbeheerder hier een digitale meter in SMR3 te plaatsen (= een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting met een allocatiepuntconfiguratie zoals bepaald in Art. 4.1.13 §1/1). Hiervoor is er een overgangsbepaling opgenomen waarmee deze bepaling in lijn is met de aanpassing in het Energiebesluit van 18/12/2020.

4.2.3.2 Art. 3.1.9

Dit artikel handelt over het lokaal ter beschikking stellen van meetgegevens bij nieuw geplaatste meetinrichtingen. In paragraaf §2 wordt verduidelijkt dat het ter beschikking stellen dient te gebeuren via een gestandaardiseerd communicatieprotocol. In een nieuwe paragraaf (§3) worden de minimum eisen betreft de ter beschikking gestelde meetgegevens bepaald. Om de netbeheerder voldoende tijd te geven om hieraan te voldoen, alsook om de stock van bestaande meters af te bouwen, wordt dit via een overgangsbepaling pas van toepassing vanaf 1/1/2022.

De nieuwe eisen zijn toegevoegd ter ondersteuning van de ontwikkelaars van flexibiliteitsdiensten. Het maximaal ter beschikking stellen van lokale meetgegevens vermindert immers de nood aan het plaatsen van bijkomende meetinrichtingen.

4.2.3.3 Art. 3.1.17

Dit artikel bepaalt de nauwkeurigheidsvereisten voor meetuitrustingen. De bepaling over de nauwkeurigheid voor meetuitrusting ten behoeve van flexibiliteit werd verplaatst naar een aparte paragraaf waar er voor de toepasselijke nauwkeurigheidsvereisten verwezen wordt naar een aparte bijlage (bijlage IV). In deze nieuwe bijlage wordt aangegeven dat de nauwkeurigheidsvereisten voor flexibiliteit bepaald worden op basis van het gemeten flexibel vermogen en het spanningsniveau waarop gemeten wordt en dus niet langer op basis van het aansluitingsvermogen en spanningsniveau van de aansluiting. Hierdoor worden de nauwkeurigheidseisen voor deze meetuitrusting minder stringent (en dus goedkoper) zonder dat er aan de feitelijke nauwkeurigheid ingeboet wordt.

Naast de nauwkeurigheidsvereisten in tabel IV wordt de mogelijkheid gegeven aan de FRP om hiervan af te wijken en dus eigen nauwkeurigheidsvereisten op te leggen.

4.2.3.4 Art. 3.1.22

Toevoeging van een nieuwe paragraaf (§3) die bepaalt dat de netbeheerder de netgebruiker per brief dient te informeren indien er een communicatieprobleem is bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeter (= digitale meter). Deze bepaling is gerelateerd aan de nieuwe bepalingen over de status van de op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeter (zie Art. 3.2.6). Zie ook paragraaf 4.1.1 voor verdere toelichting.

4.2.3.5 Art. 3.2.6

In dit artikel over de bijzondere bepalingen voor kleinverbruiksmeterinrichtingen zijn een aantal bijkomende paragrafen opgenomen ter bepaling van de verschillende functionele toestanden van een digitale meter (op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting). Zie 4.1.1 voor verdere toelichting.

4.2.3.6 Art. 3.2.7 – Meetuitrustingen bij decentrale productie-installaties

De verplichting van de netbeheerder tot het plaatsen van een productiemeter bij nieuwe decentrale productie-installaties ≥ 10 kVA (§3) werd opgeheven. Een productiemeter wordt nu enkel nog geplaatst op expliciete vraag van de netgebruiker. De motivatie hiervoor is de afbouw van certificaatgebaseerde steunmechanismes waardoor de kostprijs van de meter bij relatief kleine installaties doorweegt op de business case.

Er werd een bijkomende paragraaf §6 toegevoegd waarbij de expliciete mogelijkheid gegeven wordt om in specifieke gevallen een productiemeter aan de gelijkspanningszijde van een productie-

installatie te plaatsen. Dit omdat in bepaalde gevallen er significante afname aan de gelijkspanningszijde is (bv. DC-netten) en een nauwkeurige bepaling van de productie aan de netgekoppelde zijde niet mogelijk is. De netbeheerder dient hiervoor een meetconcept uit te werken dat ter goedkeuring aan de VREG dient voorgelegd te worden. Omwille van het feit dat de nodige standaardisatie (IEC 62053-41) en procedures voor metrologische controle betreffende DC-metingen nog niet definitief zijn wordt er via een overgangsbepaling aangegeven dat dit pas vanaf 1/1/2022 van toepassing is.

4.2.3.7 Art. 3.3.3

Op vraag van Fluvius werd het meteropnameproces voor een fysische meteropname beperkt aangepast. Omwille van Corona heeft Fluvius een grote achterstand met het fysisch opnemen van meterstanden opgebouwd en wenst deze over een periode van meerdere jaren weg te werken. Om dit te kunnen realiseren wordt het mogelijk gemaakt om enkel een tweejaarlijkse fysische meteropname toe te passen in situaties waar er meer kans is op fouten en fraude. Het bestaande artikel bood in paragraaf §4 al de mogelijkheid aan de netbeheerder om af te wijken van de tweejaarlijkse fysische meteropname. Dit enkel indien men hiervoor een onderbouwd voorstel indiende bij de VREG. Tot op heden is dit echter niet ingevuld omdat in Art. 5.6.2 van het Energiedecreet bepaald wordt dat er minstens tweejaarlijks een meteropname ter plaatse dient uitgevoerd te worden. Een herziening van dit artikel zou gepland zijn met de intentie Fluvius meer vrijheid te geven voor het optimaal organiseren van de fysische meteropname. Na de noodzakelijke aanpassing van het Energiebesluit zal het dus mogelijk zijn voor de netbeheerder om af te stappen van de tweejaarlijkse fysische meteropname, toch althans daar waar dit weinig toegevoegde waarde biedt.

De voorgestelde wijzigingen in §4 en §5 beperken zich tot een verduidelijking van het meteropnameproces, het invoeren van een absolute minimum frequentie voor een fysische meteropname van 48 maanden, alsook het vervangen van de term meteropnamekaartje door meteropnamebrief, dit omdat meteropnamekaartjes in de praktijk vervangen zijn door een brief.

Naast een aanpassing aan het meteropnameproces zelf werd §1 aangepast zodat duidelijk is dat een wijziging van een aan een allocatiepunt gekoppelde dienst alsook een wijziging van de allocatiepuntconfiguratie zelf een reden zijn voor een meteropname.

In §3 werd verduidelijkt wanneer de jaarlijkse meteropname bij een digitale meter plaatsvindt.

4.2.3.8 Art. 3.3.4

Het meteropnamekaartje is vervangen door een meteropnamebrief omdat Fluvius geen kaartjes meer gebruikt.

Verder werd er een nieuwe paragraaf toegevoegd (§4) welke bepaalt dat de netbeheerder een digitaal alternatief voor de meteropnamebrief dient te voorzien. Indien de digitale contactgegevens gekend zijn dient deze digitale versie verstuurd te worden op het moment dat ook de brief met de uitnodiging voor meteropname verstuurd wordt. Op die manier kunnen netgebruikers die zelden aanwezig zijn (bv. langdurig verblijf in het buitenland of bij leegstaande panden) toch geïnformeerd worden betreft het feit dat de meterstanden doorgegeven moeten worden en kan op die manier een schatting vermeden worden.

4.2.4 Marktcode

4.2.4.1 Afdeling 8. Marktprocessen voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom (nieuw)

Inleidende toelichting

Tijdens het webinar van 17 december 2020 lichtten we toe¹⁶ dat m.b.t. het thema “energiegemeenschappen en actieve afnemers” – zie hieromtrent reeds de algemene toelichting *sub* hoofding 4.1.3 van dit consultatiedocument – hoofdzakelijk de volgende twee rechten de nodige implementatie in het TRDE vergen: energiedelen en peer-to-peerhandel. Vooraleer we ingaan op onze voorstellen voor de technische implementatie van deze rechten, is enige verdere kadering aangewezen.

“**Energiedelen**” wordt in het ontwerp-omzettingsdecreet EMD als volgt gedefinieerd: “*het kosteloos toekennen over één onbalansverrekeningsperiode van het geheel of een deel van de zelfgeproduceerde, en in voorkomend geval opgeslagen, energie die op een elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit, een gesloten distributienet van elektriciteit geïnjecteerd is, tussen afnemers in de gevallen vermeld in artikel 7.2.1, §1, tweede lid, of het uitwisselen van hernieuwbare thermische energie via een warmte- of koudenet tussen afnemers van thermische energie in de gevallen vermeld in artikel 7.2.1, §1, tweede lid*”.¹⁷

Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD bepaalt voorts dat de volgende personen aan energiedelen kunnen doen:

1° de actieve afnemer in een gebouw, met betrekking tot de gezamenlijk geproduceerde energie uit hernieuwbare energiebronnen in of op het gebouw of zijn aanhorigheden, maximaal ten belope van de afname op zijn toegangspunt in het gebouw waarin hij is gevestigd, waarbij de productie-installaties van elektriciteit zijn aangesloten op een elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of een gesloten distributienet van elektriciteit;

2° een vennoot of lid van een energiegemeenschap van burgers, met betrekking tot de energie die binnen de energiegemeenschap van burgers geproduceerd is, maximaal ten belope van de afname op zijn toegangspunt;

3° een vennoot of lid van een hernieuwbare energiegemeenschap, met betrekking tot de energie uit hernieuwbare energiebronnen die de hernieuwbare energiegemeenschap geproduceerd heeft, maximaal ten belope van de afname op zijn toegangspunt.”¹⁸

Energiedelen speelt zich kortom steeds af binnen een collectief, zijnde hetzij binnen één van beide types energiegemeenschappen, hetzij tussen actieve afnemers in een gebouw. Het ontwerp-omzettingsdecreet EMD verduidelijkt nog dat onder “gebouw” m.o.o. energiedelen het volgende wordt verstaan: “*een gebouw met minstens twee wooneenheden of andere eenheden met een of meerdere gemeenschappelijke aansluitingspunten op hetzelfde adres en die aangesloten zijn op een*

¹⁶ Zie ter info voor o.m. de opname van dit webinar en de begeleidende presentatie: www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie.

¹⁷ Deze definitie zou als nieuw punt 38°/1 worden ingevoegd in art. 1.1.3 Energiedecreet.

¹⁸ Deze bepaling zou worden ingevoegd als nieuw art. 7.2.1, §1 Energiedecreet; dit art. 7.2.1 is in zijn geheel gewijd aan energiedelen.

*elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of een gesloten distributienet van elektriciteit”.*¹⁹

Daarnaast bevat het ontwerp-omzettingsdecreet EMD ook een definitie van “**peer-to-peerhandel** in hernieuwbare energie: *“de verkoop van hernieuwbare energie tussen actieve afnemers door een overeenkomst met vooraf bepaalde voorwaarden voor de automatische uitvoering en afwikkeling van de transactie, rechtstreeks tussen deelnemers of indirect via een derde marktdeelnemer, zoals een aggregator”.*²⁰

Dit is een tamelijk ruim geformuleerde definitie. De regeling in het ontwerp-omzettingsdecreet EMD is voor het overige echter vooral toegespitst op één bepaalde categorie van peer-to-peerhandel, namelijk de peer-to-peerhandel van groene stroom (hoewel deze geen afzonderlijke definitie kent). Dit nieuwe recht slaat op de verkoop, per onbalansverrekeningsperiode, van groene stroom die de ene actieve afnemer zelf geproduceerd, en in voorkomend geval opgeslagen, heeft en in het distributienet geïnjecteerd heeft op zijn verblijfplaats of vestigingseenheid, aan één andere actieve afnemer.²¹ Anders dan energiedelen vindt peer-to-peerhandel van groene stroom dus niet plaats binnen een collectief, maar slaat het op een bilaterale situatie, een verkoop door de ene actieve afnemer aan de andere.

Het mag duidelijk zijn dat de nieuwe rechten van energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom, zoals nu voorzien in het ontwerp-omzettingsdecreet EMD, tamelijk ingrijpende rechten zijn waarvoor naast de algemene regels in het ontwerp-omzettingsdecreet verdere implementatie nodig is om deze technisch en praktisch mogelijk te maken. Vandaar dat we in deze herziening hiertoe al de nodige voorstellen hebben meegenomen. Onder hoofding 3.1 van dit consultatiedocument verduidelijkten we reeds waarom we dit nog in deze herziening nodig achten: uitstel naar een volgende herziening van het TRDE zou in het licht van de deadlines voor de omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de Richtlijn Hernieuwbare Energie niet aangewezen zijn.

Naast de moeilijkheid dat de tekst van het omzettingsdecreet EMD vooralsnog dus niet definitief is, moesten we bij het uitwerken van onze voorstellen rekening houden met het feit dat dit ontwerp-omzettingsdecreet EMD de bevoegdheid voor het uitvaardigen van nadere regels voor de technische implementatie van energiedelen zowel bij de VREG als bij de Vlaamse Regering legt.

Meer bepaald vult het ontwerp-omzettingsdecreet EMD enerzijds art. 4.2.1 Energiedecreet aan, waardoor de VREG de bevoegdheid krijgt om in de technische reglementen o.m. de regels vast te leggen die opgelegd zijn aan leveranciers en netbeheerders bij energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom. Onder hoofding 4.1.3 van dit consultatiedocument gaven we dit reeds aan. Anderzijds bevat het ontwerp-omzettingsdecreet EMD hieromtrent de volgende delegaties aan de Vlaamse Regering – we citeren de delegatie inzake energiedelen, de delegatie inzake peer-to-peerhandel van groene stroom is hieraan quasi analoog: *“De Vlaamse Regering kan de nadere regels bepalen voor energiedelen. De regels hebben betrekking op de minimale bepalingen van de overeenkomsten die worden gesloten tussen de betrokken partijen, met inbegrip van bepalingen betreffende het uitstappen uit energiedelen, het vastleggen van de benodigde gegevens, waaronder de meting en meetgegevens, en de voorwaarden waaraan de methodieken voor de berekening van energiehoeveelheden voor de allocatie, reconciliatie, facturatie en de aanpassingen aan die*

¹⁹ Deze bepaling zou het eerste lid vormen van het nieuwe art. 7.2.1, §1 Energiedecreet

²⁰ Deze definitie zou als nieuw punt 97°/0 worden ingevoegd in art. 1.1.3 Energiedecreet.

²¹ Cfr. de bepaling die zou worden ingevoegd als nieuw art. 7.2.2, §2 Energiedecreet; §2 en §3 van dit art. 7.2.2 zijn in hun geheel gewijd aan peer-to-peerhandel van groene stroom.

*berekeningen moeten voldoen. De Vlaamse Regering bepaalt de fasering en timing om energiedelen te operationaliseren.*²²

Merk m.b.t. deze delegaties op dat ze tweeledig zijn; twee aspecten worden geregeld:

- enerzijds de bevoegdheid om, binnen zekere grenzen, nadere uitvoeringsregels (van technische aard) te bepalen;
 - hier is de delegatie aan de Vlaamse Regering *voorwaardelijk* geformuleerd ('kan'), wat betekent dat zij dus niet noodzakelijk zal overgaan tot het daadwerkelijk uitvaardigen van zulke uitvoeringsregels.
- anderzijds de bevoegdheid om de fasering en timing om energiedelen resp. peer-to-peerhandel van groene stroom te operationaliseren, te bepalen.
 - hier is de delegatie aan de Vlaamse Regering *niet* voorwaardelijk geformuleerd, wat betekent dat zij in elk geval deze fasering en de timing zal vastleggen.

Rekening houdend met het bovenstaande, is de VREG omzichtig te werk gegaan bij het uitwerken van de nodige voorstellen voor de technische implementatie van energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom. Omwille van de bovenvermelde beperkingen én gelet op het feit dat de geïmpacteerde marktpartijen eveneens hun standpunt m.b.t. deze thematiek nog volop aan het bepalen zijn, zijn onze voorstellen, zoals hieronder nader toegelicht, noodzakelijkerwijze nog vrij algemeen van aard.

Toelichting voorwerp nieuw art. 4.3.64 en nieuw art. 4.3.65 TRDE

We voorzien een nieuwe hoofding 8 in de marktcode van het TRDE, genaamd "Marktprocessen voor energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom", onder dewelke we twee nieuwe artikelen invoegen.

Het eerste nieuwe artikel, **art. 4.3.64 TRDE**, biedt het *algemene* kader volgens hetwelk de marktprocessen m.b.t. energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom zullen werken. Om de redenen toegelicht onder de vorige hoofding, maakten we de keuze om het opstellen van *concrete* regels voor deze marktprocessen uit te besteden aan de markt zelf. Het nieuwe art. 4.3.64 TRDE is dan ook gebaseerd op art. 1.3.3 TRDE inzake de UMIG.

Het nieuwe art. 4.3.64 TRDE is als volgt opgebouwd. In de eerste paragraaf wordt het basisprincipe vastgelegd, namelijk dat de elektriciteitsdistributienetbeheerders, de toegangshouders, de partijen die aan energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom doen evenals de derde partijen die zij in dat verband *cfr.* art. 1.3.2 TRDE mandateren, in het kader van energiedelen en peer-to-peerhandel van groene stroom communiceren volgens een protocol. In de tweede paragraaf van het nieuwe art. 4.3.64 TRDE wordt nader gespecificeerd welke onderwerpen ten minste in dat protocol moeten worden geregeld: het gaat o.m. over de identificatie van de betrokken allocatiepunten, de registratie van de derde partij die bij energiedelen of peer-to-peerhandel wordt gemandateerd voor de communicatie, de notificatie daarvan aan de toegangshouders, etc.

In de twee daaropvolgende paragrafen wordt vastgelegd hoe het protocol tot stand dient te komen. Samengevat is het de elektriciteitsdistributienetbeheerder die een eerste versie van het protocol op zal stellen, zij dit met voldoende inspraak van belanghebbende partijen, via een consultatieprocedure. Zowel deze consultatieprocedure als het protocol zelf worden onderworpen

²² Deze delegatie zou worden opgenomen in §2 van het nieuwe art. 7.2.1 Energiedecreet; de analoge delegatie inzake peer-to-peerhandel van groene stroom zou worden opgenomen in §3 van het nieuwe art. 7.2.2 Energiedecreet.

aan de voorafgaandelijke goedkeuring van de VREG; voor de goedkeuring van het protocol geldt de procedure in art. 1.2.4, §3 en §5 TRDE. Als bijkomende waarborg voor de belanghebbende partijen die tijdens het consultatieproces feedback geven, is voor hen de mogelijkheid ingeschreven om beroep te doen op de klachtenprocedure in art. 3.1.4/3 Energiedecreet, in het kader waarvan de VREG kan eisen dat de distributienetbeheerder een uitgebreide motivatie en toelichting geeft – waaronder desgevallend een KBA – ter ondersteuning van de wijze waarop hij met een opmerking van deze partij is omgegaan. Zo is de bedoeling duidelijk dat daadwerkelijk rekening dient te worden gehouden met opmerkingen, en goed dient gemotiveerd te worden waarom deze al dan niet worden weerhouden.

Het nieuwe art. 4.3.64 TRDE tracht voorts zo goed als mogelijk rekening te houden met het decretale kader in opmaak, het ontwerp-omzettingsdecreet EMD. Dit blijkt al uit de algemene insteek van het artikel. Door te voorzien in een algemeen kader volgens hetwelk de concrete marktregels in overleg met de markt worden vastgelegd in een protocol, is er – naast ruimte voor innovatie – voldoende ruimte voor flexibiliteit. Dit is in eerste instantie belangrijk omdat het decretale kader momenteel nog niet vastligt en dus nog kan wijzigen tijdens de volgende stappen van het regelgevingsproces. Ook is dit van belang om te kunnen inspelen op de uitvoeringsreglementering die de Vlaamse Regering nog zal uitvaardigen, op grond van de in het ontwerp-omzettingsdecreet EMD voorziene delegaties (zie de bespreking onder de vorige hoofding). De termijn in het nieuwe art. 4.3.64 TRDE, die bepaalt wanneer het eerste voorstel van protocol aan de VREG ter goedkeuring moet worden voorgelegd en wanneer dit na goedkeuring in werking kan treden, wordt dan ook vastgeknoopt aan de inwerkingtreding van de relevante artikelen in het – nu nog – ontwerp-omzettingsdecreet EMD (en de bijhorende uitvoeringsreglementering). Deze timing blijft nog enigszins onder voorbehoud van het verdere verloop van het regelgevingsproces m.b.t. het omzettingsdecreet EMD en de uitvoeringsreglementering. We volgen dit in elk geval verder op en brengen, indien nodig en voor zover mogelijk, nog aanpassingen in de termijnen van art. 4.3.64 TRDE aan.

Daarnaast verduidelijkt §7 van het nieuwe art. 4.3.64 TRDE nog dat latere wijzigingen van het protocol – die eveneens volgens de procedure in art. 1.2.4, §3 en §5 TRDE dienen te verlopen – ten minste nodig zijn wanneer de door de Vlaamse Regering vastgelegde uitvoeringsreglementering dat vereist.

De laatste paragrafen van het nieuwe art. 4.3.64 TRDE bevatten nog enkele bijkomende waarborgen: een onafhankelijke en transparante monitoring van de gegevensuitwisseling worden vooropgesteld, evenals het opstellen van een overeenkomst die de nodige kwaliteitseisen stelt aan de communicatie. Tot slot wordt voorzien dat de distributienetbeheerder jaarlijks, na input van de belanghebbende partijen, een evaluatierapport m.b.t. het protocol bezorgt aan de VREG.

Na het webinar van 17 december 2020 publiceerden we reeds enkele tekstvoorstellen, met daarin een eerste versie van het nieuwe art. 4.3.64 TRDE opgenomen. Naar aanleiding daarvan ontvingen we reeds feedback van belanghebbende partijen, die we punctueel verwerkt hebben in het bij dit consultatiedocument gevoegde Excelbestand. Daarin geven we tevens aan welke opmerkingen geleid hebben tot een wijziging van onze tekstvoorstellen.

In het navolgende nieuwe artikel, **art. 4.3.65 TRDE**, worden de randvoorwaarden voor het protocol, vermeld in art. 4.3.64, beschreven. De tekst van dit nieuwe artikel werd nog niet opgenomen in de tekstvoorstellen die we publiceerden na het webinar van 17 december 2020. De randvoorwaarden die in dit artikel worden beschreven, lichtten we echter al wel deels toe tijdens dit webinar. Hierop ontvingen we na afloop van het webinar dan ook reeds feedback, die we tevens verwerkt hebben in het bij dit consultatiedocument gevoegde Excelbestand.

Het nieuwe art. 4.3.65 TRDE is als volgt opgebouwd. In de eerste paragraaf wordt bepaald dat het protocol, vermeld in art. 4.3.64, moet garanderen dat bepaalde processen uiterlijk één maand nadat de distributienetbeheerder de volledige aanvraag daartoe ontvangen heeft, uitgevoerd moeten kunnen worden. Concreet gaat het om het opstarten van energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, het toevoegen of verwijderen van een partij bij energiedelen, het stopzetten van energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom, etc. We opteerden voor een termijn van één maand als ‘maximumtermijn’ voor het uitvoeren van deze processen, aangezien we op ons eerste voorstel om een termijn van drie weken te gebruiken, zowel van Fluvius als Febeg kritiek kregen (zie meer info in het bij dit consultatiedocument gevoegde Excelbestand). Het past wel om bij de thans voorgestelde termijn van één maand nog een voorbehoud te maken. Voor wat energiedelen betreft, werd de vermelde delegatie aan de Vlaamse Regering in het ontwerp-omzettingsdecreet (bij de derde principiële goedkeuring door de Vlaamse Regering) nl. uitgebreid, in de zin dat de Vlaamse Regering nu ook nadere regels zou kunnen bepalen betreffende “het uitstappen uit energiedelen”. Dit gevolg gevend aan het advies dat de Raad van State, afdeling Wetgeving op 22 januari 2021 uitbracht bij het ontwerp-omzettingsdecreet EMD (na tweede principiële goedkeuring door de Vlaamse Regering).²³ In dit advies stelt de Raad van State dat: *“In tegenstelling tot wat het geval is voor de deelname aan een energiegemeenschap van burgers (ontworpen artikel 4.8.4, § 3, van het Energiedecreet van 8 mei 2009; artikel 59 van het voorontwerp), voorziet het ontworpen artikel 7.2.1 niet in de mogelijkheid voor deelnemers aan energiedelen om hun deelname op te zeggen. Vermits energiedeelnemen gebaseerd is op een overeenkomst, lijkt die mogelijkheid nochtans niet te kunnen worden uitgesloten. Bijgevolg lijkt het aangewezen om hiervoor in een regeling te voorzien of om de Vlaamse Regering te machtigen om dat te doen.”* Indien de Vlaamse Regering op grond van deze delegatie daadwerkelijk nadere regels uitvaardigt m.b.t. het uitstappen uit energiedelen, dan dienen wij hier uiteraard rekening mee te houden en de maximumtermijn in het TRDE desgevallend aan te passen.

De navolgende paragrafen van het nieuwe art. 4.3.65 TRDE vereisen dat het protocol voorziet in een foutmeldingsprocedure (§2), en leggen op dat het protocol minstens bepaalde informatie verstrekt aan de betrokken toegangshouders, de voor energiedelen of peer-to-peerhandel van groene stroom gemandateerde derde partij, en de partijen die aan energiedelen of peer-to-peerhandel doen zelf (§3-§5). De zesde paragraaf bevat enkele aanvullende regels, voor zover het energiedelen of de peer-to-peerhandel van groene stroom een invloed heeft op de berekening van de allocatie en de reconciliatie. De laatste paragraaf van het nieuwe art. 4.3.65 TRDE, tot slot, is ingevoegd als reactie op een opmerking van Fluvius n.a.v. het webinar van 17/12 (zie ter verdere info het bij dit consultatiedocument gevoegde Excelbestand) en is erop gericht dat het protocol de nodige regels bevat voor het aanpassen van de verdeelsleutels bij energiedelen, in de gevallen waarin de gemandateerde derde partij daartoe zelf niet de nodige aanpassingen doet (“fallback”).

4.2.4.2 Digitaal energieovernamedocument (art.4.3.5)

Tijdens het 3^e webinar in het kader van het belanghebbendenoverleg stelde de VREG voor om een digitaal energieovernamedocument te laten maken door de distributienetbeheerder. Deze applicatie zou zo een alternatief moeten kunnen bieden voor het papieren energieovernamedocument dat jaarlijks gelezen klanten op dit moment moeten invullen bij een verhuis.

²³ Adv.RvS nr. 68.494/3 van 22 januari 2021 over een voorontwerp van decreet van het Vlaamse Gewest tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009 tot gedeeltelijke omzetting van richtlijn (EU) 2018/2001 van het Europees Parlement en de Raad van 11 december 2018 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en tot omzetting van richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU

Het voorstel hield in dat de distributienetbeheerder de opdracht kreeg om tegen een bepaalde datum, we namen in het voorbeeld 1 januari 2022, een applicatie uit te werken, zonder reeds zeer diep in de details van de uitwerking te gaan. We zagen bovendien twee mogelijke pistes van uitwerking, namelijk één algemene piste voor alle afnemers, en één andere piste via de geleidelijke openstelling van het platform voor digitale meters.

We ontvingen naar aanleiding van dit overleg drie reacties, van Fluvius, Flux50 en FEBEG.

Flux50 was eerder positief over het initiatief, maar pleitte voor een platform dat door alle stakeholders kon gebruikt worden. Zo zouden enkele automatismen kunnen toegevoegd worden, zoals het behoud van de leverancier, een foto maken met de datum (als niet tegensprekelijk kan worden ondertekend), integratie met andere systemen, koppeling verhuisgegevens gemeenten, ...). Ze zijn er echter van overtuigd dat dit niet mogelijk is tegen 1 januari 2022.

Fluvius en FEBEG zagen geen meerwaarde in het voorgestelde systeem. FEBEG vindt dat een online-applicatie rekening houdend met de marktrollen idealiter onderdeel zou zijn van “een doorgedreven interfacing tussen de verschillende systemen, met synchrone verwerking en met integratie in de marktprocessen, dus binnen Atrias” (sic). Ze vragen in ieder geval een latere inwerkingtreding dan 1 januari 2022. Ze maakten ook een hele reeks punctuele opmerkingen bij het voorstel.

Ook Fluvius stelt dat een digitaal energieovernamedocument enkel een meerwaarde kan bieden voor zover het volledig geïntegreerd is met enkele andere systemen van de distributienetbeheerders. Ze merken bovendien op dat enkel wanneer het gebruik verplicht is, er werkelijk een meerwaarde kan gerealiseerd worden. Fluvius stelt voor om ofwel de implementatiedatum nog niet vast te leggen, om zo de scope en timing in onderling overleg te kunnen bepalen, of anders een zeer duidelijk omschreven simpel systeem in te voeren op korte termijn. Ze drukken hun voorkeur uit voor het tweede systeem.

We begrijpen aan de hand van deze reacties dat men vooral in overleg wil zoeken naar de beste manier om dit soort ontwikkeling vorm te geven. Aan deze oproep wordt gehoor gegeven, door de mogelijkheid te creëren voor een online applicatie, en de distributienetbeheerders op te leggen na overleg met de stakeholders midden 2022 een eerste voorstel in te dienen. We hopen dat op die manier de stakeholders aangemoedigd worden om een concreet voorstel te doen dat een maximale meerwaarde realiseert.

4.2.4.3 Diensten op allocatiepunten (art. 4.2.11)

Tijdens het webinar van 17 september stelden we voor om het artikel rond de diensten op een allocatiepunt aan te passen. We dachten dat het woord “diensten” mogelijk verwarring zou veroorzaken met de datacode, waar een gelijkaardig begrip zou worden ingevoerd. We probeerden verder het artikel ook duidelijker te maken door een herschikking van de artikels.

Fluvius reageerde terecht dat het nieuwe voorstel niet aan alle mogelijke scenario's voldeed. Bovendien denken we dat het gebruik van het woord diensten in de datacode en in de marktcode voldoende eenduidig is. Het voorstel werd daarom aangepast om enerzijds alle mogelijke combinaties van gegevens mee te nemen die gecombineerd worden om facturatie en allocatie mogelijk te maken (wat verder kan gaan dan enkel meetgegevens), en anderzijds om terug over “diensten” te spreken als aanduiding van de combinatie van gegevens voor allocatie of facturatie die worden verstuurd.

We trachten wel consequent een onderscheid te maken tussen diensten geleverd op een allocatiepunt (zoals in dit artikel bedoeld) en diensten die energiedienstverleners bieden (zoals bedoeld in de datacode). We ontvangen graag reacties in het geval dit onvoldoende duidelijk zou zijn.

4.2.4.4 Art. 4.1.5 – Inhoud van het toegangsregister

Onder informatie over de meetinrichting op het toegangspunt is de communicatiestatus van de meetinrichting, zoals bepaald in Art. 3.2.6 toegevoegd.

Onder informatie over het gebruik van het allocatiepunt zijn het toegangsvermogen voor afname en injectie geschrapt. Zoals beschreven in paragraaf 4.1.1 is het toegangsvermogen een zuiver tarifair begrip geworden dat regelmatig gewijzigd kan worden en bijgevolg niet meer thuishoort in het toegangsregister.

4.2.4.5 Art. 4.3.29

Aanpassing ter ondersteuning van de nieuwe tariefstructuur, zoals beschreven in paragraaf 4.1.1.

4.2.4.6 Art. 4.3.59

In het kader van de nieuwe tariefstructuur werd dit artikel uitgebreid om ervoor te zorgen dat de leveranciers voldoende gegevens van de netbeheerder ontvangen om een duidelijke factuur op te kunnen maken. De huidige MIG6 processen laten wel toe om in het kader van het capaciteitstarief per netgebruiker een juiste gridfee te communiceren, maar het betreft een geaggregeerde waarde waardoor de netgebruiker een onvoldoende gedetailleerd inzicht zou hebben in de opbouw van zijn gridfee.

4.2.5 Datacode

4.2.5.1 Art. 5.3.1

Er wordt in de tweede paragraaf verduidelijkt dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder de protocollen opstelt.

Verder wordt er een extra waarborg ingeschreven waardoor de elektriciteitsdistributienetbeheerder wordt verplicht om de netgebruiker en in voorkomend geval de natuurlijke persoon van wie de persoonsgegevens worden verwerkt en die een of meerdere mandaten heeft verstrekt, eenmaal per jaar een overzicht van de derde partijen die toegang hebben verkregen tot zijn meetgegevens voor informatieve doeleinden en de modaliteiten van de toestemming zoals bepaald in Art. 5.2.3 TRD te verstrekken.

Op vandaag voorziet de regelgeving via art. 3.1.58 in het Energiebesluit en art. 5.3.1 in het TRD reeds waarborgen. De VREG ontvangt dan ook graag input van de stakeholders m.b.t. deze bijkomende bepaling en meer specifiek omtrent de noodzakelijkheid van deze bijkomende waarborg.

4.2.5.2 Afdeling 2 - Geautomatiseerde datatoegang / Onderafdeling 2 – Aangeboden diensten

Onder deze afdeling wordt een nieuwe onderafdeling “aangeboden diensten” ingevoegd. Omwille deze nieuwe onderafdeling wordt de nummering van deze afdeling en de erin opgenomen artikelen gewijzigd.

4.2.5.3 Art. 5.3.11 (nieuw)

Er wordt een nieuw artikel ingevoegd m.b.t. de aangeboden diensten die door de elektriciteitsdistributienetbeheerder in het kader van datatoegang op een datadienstenpunt worden aangeboden. Zo wordt bepaald dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder de diensten die hij aanbiedt kenbaar moet maken aan de derde partij. Om verwarring met de dienstencatalogus in de marktcode te vermijden, wordt de bepaling in de datacode algemener gehouden en wordt niet gesproken over de dienstencatalogus, maar over “aangeboden diensten op een datadienstenpunt”. Dit niettegenstaande dat die diensten ook opgenomen zijn in een bijlage bij het datatoegangscontract, de dienstencatalogus. Het datatoegangscontract is, samen met de dienstencatalogus in bijlage, onderworpen aan goedkeuring door de VREG conform Art. 1.2.4 §3 TRD.

4.2.5.4 Art. 5.3.12 – *Proces ter consultatie van gegevens op een toegangspunt en datadienstenpunt (nieuw)*

Er wordt een artikel voorgesteld om het voor een derde partij mogelijk te maken voorafgaandelijk een aantal gegevens met betrekking tot het toegangspunt en datadienstenpunt te raadplegen. Dit om ervoor te zorgen dat de derde partij correct geïnformeerd wordt. Hierdoor kan bijvoorbeeld vermeden worden dat de klant toestemming geeft voor bepaalde diensten en de derde partij achteraf moet vaststellen dat die dienst niet mogelijk is op dat datadienstenpunt.

De VREG vindt het wel noodzakelijk dat dit proces gemonitord zodat eventueel misbruik van het proces snel aan het licht kan komen. Daarnaast zal het voor een netgebruiker conform art. 3.1.58. punt 4° van het Energiebesluit ook mogelijk zijn om in het webportaal te zien welke derde partijen hun gegevens op deze manier hebben geraadpleegd.

4.2.5.5 Art. 5.4.3 (nieuw)

Via dit artikel wenst de VREG de elektriciteitsdistributienetbeheerder op te leggen bepaalde voor de netgebruiker relevante informatie bijkomend ter beschikking te stellen. Dit onder meer met het oog de hervorming van de nettarieven en het invoeren van een capaciteitstarief.

Er werd een onderscheid ingevoerd tussen netgebruikers met een op afstand uitleesbare meetinrichting op laagspanning en netgebruikers met een grootverbruiksmetinstrument op het midden- en hoogspanningsdistributienet of op een transformatiepost. Deze gedetailleerde omschrijving is nodig omdat AMR meters op laagspanning actief kunnen zijn, waardoor ze volgens de tariefstructuur voor de laagspannings-klantengroep worden getarifeerd. Er kan immers tarifair geen link gemaakt worden tussen grootverbruiksmetinstrumenten/kleinverbruiksmetinstrumenten en de toepasselijke tariefstructuur.

Naar aanleiding van dit artikel werden ook definities ingevoegd van “de gemiddelde maandpiek afname” en de “facturatiepiek afname”.

Stakeholders merkten n.a.v. de webinar omtrent de datacode ook op dat de netgebruiker inzicht moet krijgen in de door hem verleende mandaten. Dit wordt al opgelegd via art. 3.1.58 van het Energiebesluit. Dat artikel bepaalt dat het webportaal een overzicht moet geven van de partijen die

toegang hebben gekregen tot de gegevens van de netgebruiker en de natuurlijke personen van wie persoonsgegevens worden verwerkt, alsook tot welke gegevens, de doeleinden van de verwerkingen en de betrokken gegevenscategorieën.

4.2.5.6 Art. 5.5.1 - Datasets (nieuw)

De elektriciteitsdistributienetbeheerder beschikt over heel wat data. De VREG wil dat de elektriciteitsdistributienetbeheerder inzet op het ter beschikking stellen van die data voor het brede publiek bv. via zijn website. Dit uiteraard voor zover dat kan conform de regelgeving inzake gegevensbescherming, vertrouwelijkheid van gegevens (cf. o.a. het Energiedecreet) en de bescherming van commerciële data.

Met het oog op webinar 1 deed de VREG een voorstel voor een aantal datasets. Uit de reacties bleek dat de voorstellen niet de data bevatten die aanbieders van energiediensten nodig hebben. Om een beter inzicht te verwerven in de noden van die specifieke doelgroep, zal de VREG overleg met de sector opstarten. Indien nodig zal de input meegenomen worden in een volgende herziening van het TRD.

De data in het voorstel lijken de VREG echter wel nog steeds interessant in het kader van transparantie voor een breder publiek en worden wel behouden in de consultatie om input te kunnen verzamelen van zoveel mogelijk stakeholders.

4.2.5.7 Art. 5.6.1 - Rapportering door de elektriciteitsdistributienetbeheerder (nieuw)

Om inzicht te verwerven in de markt voor het uitwisselen van data voor informatieve doeleinden en het gebruik van de daarvoor opgezette systemen, wil de VREG een rapportering opzetten. De VREG moet immers conform art. 3.1.3 punt 4° van het Energiedecreet de databeheeractiviteiten van de elektriciteitsdistributienetbeheerder evalueren en erover rapporteren. Om de transparantie te bewerkstelligen wordt voorgesteld om waar mogelijk de data door de elektriciteitsdistributienetbeheerder aan het brede publiek ter beschikking te laten stellen in plaats van enkel aan de VREG. Dergelijke datasets werden dan ook opgenomen in de lijst van art. 5.5.1 met betrekking tot geanonimiseerde en geaggregeerde datasets die de elektriciteitsdistributienetbeheerder publiek ter beschikking moet stellen (cf. supra). De overige data werd opgenomen in art. 5.6.1 m.b.t. de rapportering.

4.2.5.8 Art. 5.7.1 – Vergelijkingsinstrument (nieuw)

Via art. 9 en 10 van het ontwerp-omzettingsdecreet EMD dat nu voorligt, wordt een uitgebreider wettelijk kader voor het vergelijkingsinstrument (V-test) van de VREG ingeschreven. Deze artikelen voorzien onder bepaalde voorwaarden ook in een koppeling met de databanken van de distributienetbeheerder om de gegevens van de netgebruiker automatisch te verwerken in de V-test.

Via art. 5.7.1 worden een aantal technische bepalingen voorgesteld om de uitwisseling van gegevens in dit kader te faciliteren.

4.2.6 Bijlagen

4.2.6.1 *Bijlage III – Vereisten voor meetuitrustingen*

Verstrenging van de nauwkeurigheidsklasse voor spanningstrafo's (TP) aangesloten op hoogspanning van klasse 0.5 naar klasse 0.2. Hiermee wordt de vereiste nauwkeurigheid in lijn gebracht met de technische aansluitingsvoorschriften op middenspanning (C2/112 – 9.3.4 Kenmerken van de spanningstransformatoren), welke in praktijk alreeds toegepast werd.

Toevoeging van de mogelijkheid om een meting tot 5 MVA uitzonderlijk ook op laagspanning toe te laten, mits goedkeuring van het meetconcept door de netbeheerder. Dit is een aanpassing ten gevolge van de evolutie van meettechnologie die het mogelijk maakt om goedkoper te meten zonder in te boeten aan nauwkeurigheid.

4.2.6.2 *Bijlage IV – Vereisten voor meetuitrustingen voor flexibiliteit*

Deze nieuwe tabel betreft de nauwkeurigheidsvereisten voor meetuitrustingen voor flexibiliteit. De vereiste nauwkeurigheden zijn identiek aan bijlage III met het verschil dat dat er gekeken wordt naar het te meten flexibel vermogen en niet naar het vermogen van de aansluiting ter bepaling van de vereiste nauwkeurigheidsklasse.

5 Bijlagen

Bijlage 1 – Tekstvoorstel TRDE met wijzigingen ten opzichte van het huidige TRDE in track changes

Bijlage 2 – Tekstvoorstel TRDE zonder track changes

Bijlage 3 – Motivatie van elke aanpassing opgenomen in de tekstvoorstellen

Bijlage 4 - Reactie op een aantal opmerkingen ontvangen n.a.v. de webinars, waarop we niet (uitgebreid) terugkwamen in deze nota of de motivatie van de voorstellen

Het feedbackformulier