

# Consultatieverslag

**24/03/2023**

met betrekking tot de consultatie CONS-2023-01 over de herziening van het Technisch Reglement  
Distributie Elektriciteit (TRDE)

## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Verloop van de procedure tot herziening.....</b>	<b>3</b>
1.1	Toepasselijke regelgevende bepalingen .....	3
1.2	Belanghebbendenoverleg .....	3
1.3	Publieke consultatie CONS-2023-01.....	4
1.4	Vervolgtraject.....	4
<b>2</b>	<b>Reacties VREG op de ontvangen input en motivatie wijzigingen .....</b>	<b>4</b>
2.1	Flexibiliteit .....	4
2.1.1	Algemene toelichting.....	4
2.1.2	Marktgebaseerde flexibiliteit .....	6
2.1.3	Niet-marktgebaseerde flexibiliteit.....	7
2.1.4	Afwegingskader .....	7
2.2	Toezicht op gereguleerde documenten van de elektriciteitsdistributienetbeheerders.....	7
2.3	Nadere regels inzake de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom.....	11
<b>3</b>	<b>Overzicht van de wijzigingen aangebracht na consultatie .....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>Bijlage .....</b>	<b>17</b>

# 1 Verloop van de procedure tot herziening

## 1.1 Toepasselijke regelgevende bepalingen

Art. 4.2.1 van het Energiedecreet bevat, naast de rechtsgrond voor de vaststelling van de technische reglementen door de VREG, ook de werkwijze met betrekking tot de vaststelling 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 stakeholdersoverleg, worden opgesteld door de VREG, en daarna moet dit ter consultatie aan de marktpartijen worden voorgelegd.

Art. 4.2.1, §3 van het Energiedecreet stelt dat het de raad van bestuur van de VREG toekomt om, na hogervermelde procedure, de technische reglementen (waaronder het TRDE) goed te keuren.

Art. 3.1.8, tweede lid, 7° van het Energiedecreet stelt bovendien dat de raad van bestuur van de VREG zijn bevoegdheid voor de goedkeuring van de technische reglementen niet kan delegeren.

De beslissing om een herziening van het Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (TRDE) goed te keuren, komt dus toe aan de raad van bestuur van de VREG.

Art. 4.2.1, §3 van het Energiedecreet stelt ten slotte dat de technische reglementen pas in werking treden na bekendmaking in het Belgisch Staatsblad.

## 1.2 Belanghebbendenoverleg

Om de voorstellen en ideeën van wijziging van het TRDE toe te lichten en feedback van de belanghebbenden te verzamelen, organiseerden we een stakeholdersoverleg op 8 november 2022. De door ons getoonde presentatie en een verslag van de mondelinge reacties tijdens het overleg werden na afloop op onze website geplaatst<sup>1</sup>.

Na het overleg en de publicatie van de presentatie kon elke belanghebbende nog tot 18 november 2022 schriftelijk via e-mail bij de VREG reageren. Aanvullend en op hun vraag, had de VREG op 29 en 30 november 2022 nog een overleg met respectievelijk Fluvius en enkele vertegenwoordigers van de energieleveranciers.

Een document met daarin de na het overleg verkregen schriftelijke reacties en onze feedback hierop, is terug te vinden op onze website<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>

<sup>2</sup> <https://www.vreg.be/nl/overleg-herziening-technische-reglementen-distributie>

### 1.3 Publieke consultatie CONS-2023-01

Met de input van het belanghebbendenoverleg stelden we een voorstel tot wijziging van het TRDE op. Dit voorstel werd toegelicht aan de hand van een consultatienota ([CONS-2023-01](#))<sup>3</sup>.

Het voorstel tot wijziging van het TRDE werd door ons publiek geconsulteerd. De consultatietermijn liep van 23 januari 2023 tot en met 22 februari 2023 (30 dagen).

We ontvingen officiële reacties op de consultatie van Fluvius System Operator cv (werkmaatschappij van de Vlaamse elektriciteitsdistributienetbeheerders), ThermoVault bv, FEBEG vzw (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven), ODE-Vlaanderen vzw (Organisatie voor Duurzame Energie-Vlaanderen) en Elia Transmission Belgium nv.

Middels dit consultatieverslag beschrijven we op welke wijze we met de ontvangen reacties zijn omgegaan.

### 1.4 Vervolgtraject

De ontvangen input van de belanghebbenden (zie hiervoor) was dienstig voor het vaststellen van de herziening van het vigerende TRDE van 25 juni 2021, dat bij beslissing van 24 maart 2023 goedgekeurd werd door de raad van bestuur van de VREG (BESL-2023-07).

## 2 Reacties VREG op de ontvangen input en motivatie wijzigingen

De ontvangen reacties worden weergegeven in bijlage. Daarbij geven we eveneens telkens onze argumentatie hieromtrent weer: we geven aan hoe we met elke reactie zijn omgegaan met het oog op de finale beslissing tot wijziging van het TRDE.

De toelichting die u hierna aantreft, dient voornamelijk als leidraad voor die bijlage.

### 2.1 Flexibiliteit

Op basis van de ontvangen reacties lijkt het de VREG opportuun om eerst een algemene toelichting te geven. Na deze algemene toelichting worden de specifieke reacties en suggesties van de belanghebbenden beantwoord.

#### 2.1.1 Algemene toelichting

---

<sup>3</sup> Tevens terug te vinden op webpagina <https://www.vreg.be/nl/afgesloten-consultaties>

Eén van de doelstellingen van de **Europese Verordening 2019/943**<sup>4</sup> is het verhogen van het aandeel aan hernieuwbare energie. Door meer hernieuwbare energie aan te sluiten op het net van de netbeheerders, zal dit op een aantal locaties leiden tot lokale congestie.

Om de lokale **congestie** in het net op te lossen of te voorkomen heeft de netbeheerder twee mogelijkheden, namelijk:

1. overgaan tot een **netinvestering** zodat de netcapaciteit te allen tijde de decentrale productie kan distribueren, of
2. lokaal **flexibiliteit** inzetten.

Vanuit maatschappelijk oogpunt moet de netbeheerder de meest **economisch efficiënte** optie kiezen, investeren of inzetten van flexibiliteit.

De keuze die de netbeheerder maakt wordt bepaald door een **afweging** die hij maakt in het **investeringsplan**. Het kader voor deze afweging werd een eerste maal door de elektriciteitsdistributienetbeheerders voorgesteld in hun investeringsplan. Jaarlijks wordt het investeringsplan publiek geconsulteerd. Hierdoor hebben marktpartijen de gelegenheid om suggesties te formuleren en daardoor verbeteringen aan te brengen aan het afwegingskader. Het is aan de VREG om na indiening van het investeringsplan door de netbeheerder het afwegingskader te beoordelen.

Wanneer op een asset van de netbeheerder **lokale congestie** optreedt, ongeacht de keuze die hij heeft gemaakt – investeren of inzetten van flexibiliteit -, zal de netbeheerder **flexibiliteit** inzetten om de operationele veiligheid blijvend te garanderen. Bij de inzet van flexibiliteit zijn de principes van artikel 13 van de Europese Verordening EU 2019/943 van toepassing. Deze principes zijn:

1. Energieproductie-installaties, energie-opslageenheden of vraagsturing kunnen/kan ingezet worden als flexibele bronnen, hierbij worden marktgebaseerde mechanismen gehanteerd.
2. **Niet-marktgebaseerde flexibiliteit** mag **uitsluitend** worden toegepast indien voldaan is aan één van de volgende criteria:
  - Er is geen marktgebaseerd alternatief voorhanden;
  - Alle marktgebaseerde bronnen zijn gebruikt;
  - Het aanbod aan marktgebaseerde flexibiliteit is te klein om een concurrentieel aanbod te verzekeren.
  - De congestie in het net is zodanig voorspelbaar door marktpartijen zodat strategische biedingen kunnen ontstaan.

Deze bovenstaande principes zijn in het Energiedecreet bepaald na wijziging door het zogenaamde **EMD-decreet**<sup>5</sup>. Wanneer de netbeheerder flexibiliteit inzet, dan moet hij prioritair marktgebaseerde flexibiliteit inzetten. Hiervan mag de netbeheerder enkel afwijken wanneer

---

<sup>4</sup> Verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG

<sup>5</sup> EMD staat daarbij voor 'Electricity Market Design'. We verwijzen hier naar decreet van 2 april 2021 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. Dit decreet voegde onder meer, in titel IV, hoofdstuk I van het Energiedecreet, een nieuwe afdeling 'V/1. Flexibiliteit en aggregatie' in.

*Buitengewone of Onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden* van toepassing zijn. De invulling van deze begrippen was onder andere het voorwerp van de afgelopen consultatie van de herziening van het TRDE.

De VREG beschouwt commerciële flexibiliteit als marktgebaseerde flexibiliteit en technische flexibiliteit (gereserveerde en niet-gereserveerde) als niet-marktgebaseerde flexibiliteit.

### **2.1.2 Marktgebaseerde flexibiliteit**

Febeg geeft aan dat in afwachting van het redispatch-model marktflexibiliteit kan gecontracteerd worden als alternatief voor gereserveerde flexibiliteit. Verder geeft Febeg de volgende kanttekeningen bij het voorstel voor het aankopen van marktflexibiliteit:

- Het is bijzonder moeilijk voor de marktpartijen om de jaarlijkse kostprijs voor marktgebaseerde flexibiliteit te bepalen.
- De kostprijsberekening kent vele onzekerheden zoals weersomstandigheden, moment van activatie, ...
- Door de aangehaalde punten zal de aangeboden marktgebaseerde flexibiliteit een relatief hoge prijs hebben.

Febeg geeft als suggestie om te werken met een marktgebaseerd product voor flexibiliteit op basis van vrijwillige biedingen en voor korte termijnen, liefst op dagbasis.

De VREG gaat akkoord met Febeg dat marktgebaseerde flexibiliteit in principe mogelijk moet zijn op dagbasis. Dit kan verwezenlijkt worden door het opzetten van een platform waarop de vrijwillige aanbiedingen dagelijks worden geregistreerd. Dit komt zowel het beschikbare volume als de marktprijs ten goede.

Voor alle duidelijkheid wenst de VREG te benadrukken dat in het TRDE geen product voor commerciële flexibiliteit wordt gedefinieerd. Het TRDE bevat enkel regels over de marktprocessen (Art. 4.3.63) en een verplichting voor de netbeheerder om een marktproduct voor flexibiliteit voor lokaal congestiebeheer uit te werken (Art. 2.3.22). De distributienetbeheerders dienden de specificaties voor een dergelijk marktproduct al in. De VREG besliste om de ingediende specificaties niet goed te keuren<sup>6</sup> en verplichtte de elektriciteitsdistributienetbeheerders om de herwerkte specificaties in te dienen voor 1 juli 2023. Hiervoor zullen de netbeheerders nog een publieke consultatie houden waarop de belanghebbenden hun input kunnen geven.

Het jaarlijkse ritme waarnaar Febeg verwijst heeft betrekking op het afwegingskader dat opgenomen is in het investeringsplan. De jaarlijkse periode staat dus los van de tijdsperiode waarvoor biedingen kunnen ingediend worden voor een toekomstig commercieel product van de netbeheerders.

Elia geeft in haar reactie aan dat op basis van het Clean Energy Package het mogelijk is om via expertenanalyses aan te geven dat het voor congestiebeheer en redispatching niet aangewezen is om marktgebaseerde systemen uit te werken. Het voorstel tot wijziging van het TRDE voorziet echter deze mogelijkheid niet. Elia stelt de vraag wat de visie van de VREG hierover is.

De VREG is van mening dat er op het elektriciteitsdistributienet voldoende potentieel aan commerciële flexibiliteit kan ontwikkeld worden in de komende jaren. Dit potentiële volume moet

<sup>6</sup> <https://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-150>

de netbeheerders in staat stellen om, minstens op bepaalde locaties en op bepaalde momenten, commerciële flexibiliteit in te zetten om lokale congestie te beheren.

### 2.1.3 Niet-marktgebaseerde flexibiliteit

Febeg en ODE geven aan dat ze voorstander zijn van een redispatch-model met perimetercorrectie waarbij de impact op de producent en BRP geneutraliseerd wordt.

De VREG gaat akkoord dat het voorgestelde model invulling geeft aan de vereisten die zijn opgenomen in het Energiebesluit. De VREG beschouwt dit model als niet-marktgebaseerde flexibiliteit.

Vandaag kiest de VREG ervoor om dit model niet op te leggen aan de netbeheerders. Het regelgevend kader van technische flexibiliteit is met de voorliggende herziening van het TRDE voor het eerst geïntroduceerd. De VREG wenst aan de hand van de ervaringen van de marktpartijen en de verdere evoluties van de flexibiliteitsmarkt het regelgevend kader te evalueren en indien nodig in volgende wijzigingen van het TRDE bij te sturen.

### 2.1.4 Afwegingskader

ODE merkt op dat een onderscheid moet gemaakt worden tussen het begroten van de verwachte congestie en bijhorende kosten in functie van een investeringsbeslissing en de actuele beslissing om marktgebaseerde flexibiliteit of gereserveerde technische flexibiliteit toe te passen op het moment dat er congestie dreigt op te treden.

De VREG wenst te verduidelijken dat het afwegingskader van de netbeheerders waarmee ze de keuze bepalen tussen een investering en het inzetten van flexibiliteit een deel is van het investeringsplan van de elektriciteitsdistributienetbeheerders. In het TRDE worden geen voorwaarden opgelegd waaraan dit afwegingskader moet voldoen.

Wanneer de netbeheerder, na het doorlopen van het afwegingskader, beslist dat een investering de meest economisch efficiënte oplossing is, dan kan de netbeheerder *Buitengewone omstandigheden* inroepen in afwachting van de geplande investering. Wanneer de netbeheerder beslist dat de meest economisch efficiënte keuze het inzetten van flexibiliteit is, dan zal de netbeheerder flexibiliteit als congestiebeheer inzetten. Hierbij moet de netbeheerder prioritair marktgebaseerde flexibiliteit selecteren. Niet-marktgebaseerde flexibiliteit kan de netbeheerder pas inzetten wanneer *Buitengewone – of Onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden* van toepassing zijn.

Vanuit bovenstaande redenering is het volgens de VREG duidelijk dat niet-marktgebaseerde flexibiliteit geen 'optie' is die de netbeheerder onder alle omstandigheden heeft voor congestiebeheer. Deze flexibiliteit mag de netbeheerder slechts in welbepaalde omstandigheden inzetten.

## 2.2 Toezicht op gereguleerde documenten van de elektriciteitsdistributienetbeheerders

Zoals toegelicht in het consultatiedocument (CONS-2023-01) worden enkele wijziging aan art. 1.2.4 van titel I (Algemene Bepalingen) van het TRDE aangebracht.

We herhalen hierbij nog even de inhoud van dit artikel: het artikel bevat de regels inzake het toezicht door de VREG op bepaalde documenten van de netbeheerder. Meer bepaald: alle modelcontracten, reglementen, technische voorschriften, procedures en formulieren van de elektriciteitsdistributienetbeheerder, opgesteld in uitvoering van het TRDE, alsook elke wijziging daaraan, moeten voorafgaand aan de beoogde inwerkingtreding ervan overgemaakt worden aan de VREG. Afhankelijk van de situatie, zijn deze documenten onderworpen aan de voorafgaandelijke goedkeuring of enkel het voorafgaandelijk commentaar van de VREG. In geval van vereiste goedkeuring, moet de netbeheerder zijn voorstel tot vaststelling of wijziging (van een door art. 1.2.4 beoogd document) consulteren bij de belanghebbenden. De kwaliteitseisen van dergelijke consultatie zijn in art. 1.2.4 bepaald.

De VREG ontving hieromtrent een beperkt aantal reacties van de belanghebbenden.

Hierna geven we een overzicht van de wijzigingen, samen met de reacties die we hierop ontvingen, en onze feedback hierop. Deze feedback is tevens opgenomen in de bijlage bij dit consultatieverslag.

#### **1. Met betrekking tot de wijziging aan §4:**

De termijn voor mogelijke inwerkingtreding van documenten die voorafgaand ter commentaar van de VREG moeten worden voorgelegd wordt verkort van 60 naar 30 dagen. Dit maakt dat documenten sneller in werking kunnen treden bij het uitblijven van commentaar door de VREG.

Elia merkte op: *“§4 introduceert een verkorte termijn voor inwerkingtreding van documenten. Dit zou in bepaalde gevallen onredelijk kunnen zijn indien er ook implementatietrajecten (IT, interne processen,...).”*

Onze feedback:

De verkorting van de termijn voor mogelijke inwerkingtreding is net nuttig (een mogelijkheid) maar geenszins een verplichting. We achten het nodig de betekenis van §4 goed te verduidelijken. Het gaat om volgende situatie: als een document ter commentaar (niet ter goedkeuring) aan de VREG moet worden voorgelegd, en de VREG géén commentaar formuleert, kan de netbeheerder reeds verder met zijn traject na 30 dagen (in plaats van 60) wachten op het (uitblijvende) commentaar.

De netbeheerder moet, met andere woorden, bij uitblijven van commentaar van de VREG, geen 60 dagen meer wachten om zijn document te publiceren. Het is aan de netbeheerder zelf om te beslissen of en in welke mate dat document, of delen daarvan, eventueel later in werking treden.

#### **2. Met betrekking tot de wijziging aan §5:**

In het huidige TRDE is bepaald dat de VREG “uiterlijk 60 dagen na ontvangst van het voorstel” een beslissing neemt inzake de al of niet goedkeuring van het voorstel. Deze termijn van 60 dagen wordt geschrapt en vervangen door de term “een redelijke termijn”.



#### Motivering:

Een beslissingstermijn van 60 dagen blijkt in sommige gevallen veel te kort, wat leidt tot de nood aan het opstellen van een weigeringsbeslissing, terwijl het veel efficiënter zou zijn om de analyse en het overleg verder te zetten met het oog op het nemen van een beslissing tot goedkeuring. De 60-dagentermijn biedt bijgevolg geen zekerheid voor een voorspelbaarder en vlotter beslissingsproces, soms is trouwens het tegendeel waar. Een redelijke termijn moet uiteraard 'redelijk' zijn: de beslissingstermijn moet te allen tijde verantwoord kunnen worden. Gezien de grote variatie aan mogelijke documenten, en (zeer grote en soms maar kleine) wijzigingen daaraan, is een vaste termijn (zelfs al betreft het een termijn van orde), niet aangewezen, zoals ondertussen genoegzaam bleek uit de praktijk.

We ontvingen opmerkingen van Fluvius, Elia en Febeg.

Fluvius merkt op dat er nu geen enkele garantie meer is met betrekking tot de goedkeuringstermijn. Elia heeft dezelfde bezorgdheid en stelt dat een duidelijke termijn voor beslissingen wenselijk is, gezien dit stabiliteit en een duidelijk voorzienbaar proces geeft.

Febeg heeft begrip voor de argumenten van de VREG, maar pleit er toch voor om de redelijke termijn te verduidelijken, zodat hierover geen misverstanden ontstaan, die zouden aanleiding kunnen geven tot ingebrekestellingen en procedures als gevolg van een verschillende interpretatie van wat de redelijke termijn inhoudt.

#### Onze feedback:

De vraag naar behoud van de huidige 60-dagentermijn, als houvast m.b.t. de doorlooptijd en dus de te verwachten beslissing van de VREG, is begrijpelijk. De 60-dagentermijn die thans vermeld is, is een termijn zonder sanctie, en dus een termijn "van orde": een redelijke overschrijding is ook nu altijd mogelijk (mits motivering/verantwoording, hetgeen zo nodig een rechterlijke toets moet kunnen doorstaan).

We begrijpen de vraag naar behoud van deze richttermijn, ook met het oog op de inschatting van een doorlooptijd. Verwijzend naar onze initiële motivering voor de schrapping, en vervanging door redelijke termijn, zijn we ervan overtuigd dat een vaste termijn, gezien de grote variatie aan mogelijke documenten, en (zeer grote en soms maar kleine) wijzigingen daaraan, in praktijk niet zoveel extra houvast geeft. In geval van een voorstel (document of wijziging daaraan) dat veel meer tijd vereist om tot een beslissing te kunnen komen, werkt een vaste termijn (zoals nu: de 60-dagentermijn) juist veeleer contraproductief: het leidt tot de situatie waarin dan veel tijd en energie verloren kan gaan in het opstellen van een formele beslissing tot weigering of verzoek tot herziening.

### **3. Met betrekking tot de wijziging aan §7**

De wijziging aan §7 houdt in dat er niet meer bepaald wordt dat een consultatieprocedure moet worden opgesteld door de netbeheerder, maar wel dat die door hem moet worden gehanteerd. Het opstellen is maar een eerste stap; het hanteren ervan is ruimer: opstellen én toepassen.

Hieromtrent ontvingen we geen opmerkingen.

Verder werd in §7 ook het volgende gewijzigd: momenteel is bepaald dat de VREG de door de netbeheerder voorgestelde consultatieprocedure binnen 60 dagen moet goedkeuren na ontvangst. Hieraan wordt toegevoegd dat deze 60-dagentermijn kan verlengd worden mits akkoord van de netbeheerder. We motiveerden deze verlengingsmogelijkheid als volgt: die verlengingsmogelijkheid is nodig, want voor bepaalde documenten is de consultatieprocedure een cruciaal element in het totstandkomen ervan, en die consultatieprocedure moet goed ineen zitten (overleg stakeholders, feedback, aanpassing voorstel, enz.).

We ontvingen reacties van Elia en Febeg.

Febeg stelt voor "en mits geen bezwaar door de belanghebbenden" toe te voegen zodat ook aan de belanghebbenden, net als de distributienetbeheerder, de mogelijkheid gegeven om niet akkoord te gaan met een eventuele verlenging. Voor onze feedback hierop kan integraal verwezen worden naar de bijlage bij dit consultatieverslag.

Elia vraagt zich af of de goedkeuring van de consultatieprocedure voor elk document apart moet gebeuren, dan wel of het om een algemene procedure handelt?

Als feedback hierop: een algemene consultatiewijze is theoretisch mogelijk, maar in praktijk zal toch blijken dat per document een andere aanpak geldt (bvb: wie zijn de stakeholders en op welke manier worden die betrokken).

Elia stelt verder dat het aan de regulator toekomt om bij elke goedkeuringsbeslissing aan te geven of de netbeheerder aan de consultatieverplichting heeft voldaan en vraagt zich af of het reguleren van een ex ante procedure noodzakelijk is. Elia wijst erop dat men aan flexibiliteit verliest om bvb. in geval van dringendheid de duur van een publieke consultatie in te korten, uiteraard in overleg met de regulator en de marktpartijen.

Onze feedback hieromtrent: we achten het toezicht op het verloop van de consultatieprocedure, door voorafgaande goedkeuring, hoe dan ook nodig om zodoende duidelijkheid te verschaffen aan de stakeholders op welke manier zij betrokken zullen worden in het proces. Ex ante dus. Dat voordien een consultatiewijze moet vastgesteld en goedgekeurd worden, betekent inderdaad een extra formele stap, en dus tijdsverloop, maar als dit er niet zou zijn, en de VREG stelt bij ontvangst van een voorstel van document ter goedkeuring vast dat de consultatie niet voldoet aan de kwalificatie-eisen, impliceert dit ook tijdverlies, want dan moet dit herdaan worden. Bij niet-kwalitatieve voorafgaande consultatie kan hierover immers geen beslissing worden genomen.

Het voorleggen van consultatiewijze ter goedkeuring *hoeft niet te gebeuren in het traject zelf* van een vaststelling of wijziging van een document. Idealiter ligt de *standaardconsultatiewijze al op voorhand* vast. Middels beslissing BESL-2022-33<sup>7</sup> werd de wijze van het uitvoeren van consultaties m.b.t. bepaalde gereguleerde documenten van de distributienetbeheerders bijvoorbeeld reeds goedgekeurd door de VREG. Het is daarna ook steeds mogelijk dat een *afwijking* van een eerder goedgekeurde *standaardconsultatiewijze* wordt voorgelegd ter goedkeuring. Ook dit zal de VREG dan beoordelen en goedkeuren. In die zin is flexibiliteit ingebouwd. Maar deze procedurele stap moet inderdaad gezet worden.

---

<sup>7</sup> [www.vreg.be/nl/document/besl-2022-33](http://www.vreg.be/nl/document/besl-2022-33)

## 2.3 Nadere regels inzake de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom

Zoals toegelicht in het consultatiedocument (CONS-2023-01) wordt er een nieuw artikel 4.3.66 m.b.t. de implementatie van de verkoop van in of op appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen opgewekte groene stroom (zgn. ‘VME-verkoop’) ingevoegd, en dit in afdeling 8 van titel III van de Marktcode van het TRDE. De titel van deze afdeling wordt als volgt herdoopt: “Marktprocessen voor energiedelen, peer-to-peerhandel van groene stroom en de verkoop van groene stroom in appartementsgebouwen of multifunctionele gebouwen”.

De VREG ontving hieromtrent een beperkt aantal reacties van de belanghebbenden. De feedback van de VREG daarop vindt u terug in de bijlage bij dit consultatieverslag. Enkele van deze consultatiereacties leidden nog tot beperkte aanpassingen van het nieuwe artikel 4.3.66 TRDE, zoals tevens aangegeven in de bijlage.

## 3 Overzicht van de wijzigingen aangebracht na consultatie

Hierna volgt een overzicht van de aanpassingen (telkens in vet gemarkeerd) die we aanbrachten aan de geconsulteerde TRDE-versie, en dit naar aanleiding van de reacties die we ontvingen.

Zoals aangegeven in punt 2: alle ontvangen reacties worden weergegeven in bijlage. Waar een ontvangen reactie leidde tot een aanpassing van de geconsulteerde TRDE-versie, is dit in de bijlage aangegeven. Hieronder geven we deze aanpassingen weer. Voor de motivering ervan verwijzen we naar de bijlage.

- Art. 1.1.2: (definities)
  - 75. Onterechte wissel van toegangshouder: **Behoudens in de situaties waarvoor volgens de geldende energieregeling geen energiecontract nodig is, elke** wissel van toegangshouder die niet gedekt is door een energiecontract ~~met de elektriciteitsdistributienetgebruiker~~ op het betrokken ~~toegangspunt~~ **allocatiepunt** of zonder het verzoek van de elektriciteitsdistributienetgebruiker om zelf toegangshouder te zijn;
  - 89/1. Tariefwissel: een wijziging van de indeling van een ~~netgebruiker~~ **toegangspunt** binnen een bestaande tariefstructuur van de periodieke elektriciteitsdistributietarieven in de tariefmethodologie;
- Art. 1.5.3 Ingrijpen van de elektriciteitsdistributienetbeheerder

§4: De elektriciteitsdistributienetbeheerder brengt zo snel mogelijk de VREG op de hoogte van de vaststelling van een noodsituatie. Uiterlijk 30 dagen na het ontstaan van de noodsituatie maakt de elektriciteitsdistributienetbeheerder een gemotiveerd voorstel van te nemen maatregelen, bedoeld in §1, over aan de VREG. In geval de maatregelen wegens urgentie reeds genomen werden, maakt de elektriciteitsdistributienetbeheerder een verslag over met een gedetailleerde uiteenzetting van de redenen, de uitvoering en de gevolgen van deze maatregelen.

**Deze paragraaf geldt niet in geval van lokale congestie.**

- Art. 2.1.18 Schatting maandpiek

§2 In geval van maandelijks facturatie wordt een maandpiek, die 10 dagen na het einde van de maand niet ter beschikking is in de achterliggende datasystemen, geschat volgens de schattingsmethodiek zoals bepaald in §1. **Uitgezonderd berekeningsfouten is deze schatting definitief.**

§3 Bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting worden, in geval van jaarfacturatie, de ontbrekende maandpieken die 10 dagen na het einde van de meteropnamemaand niet ter beschikking zijn in de achterliggende datasystemen, geschat volgens de schattingsmethodiek zoals bepaald in §1. **Uitgezonderd berekeningsfouten is deze schatting definitief.**

- Art. 2.2.5 Eenvoudige aansluiting

Er is sprake van een eenvoudige aansluiting als tegelijk aan de volgende voorwaarden is voldaan:

- de installatie kan, voor wat betreft de afname, conform Art. 2.2.3 aangesloten worden op het laagspanningsnet;
- er is geen productie-installatie, of het gevraagde productievermogen is  $\leq 10$  kVA
- **het gevraagde aansluitingsvermogen is lager dan 25 kVA of de elektriciteitsdistributienetbeheerder oordeelt dat geen uitbreiding, spanningswijziging of versterking van het elektriciteitsdistributienet nodig is;**

- Art. 2.2.16

§1 Een aanvraag voor een tijdelijke aansluiting wordt ingediend bij de elektriciteitsdistributienetbeheerder volgens de procedure die hij heeft opgesteld en onder andere via ~~een~~ **zijn** website heeft bekendgemaakt.

- Art. 2.2.48

§2 De elektriciteitsdistributienetbeheerder heeft het recht om, op basis van een gewijzigde netsituatie, de noodzakelijke aanpassingen op te leggen voor de beveiligingen in de installaties van de elektriciteitsdistributienetgebruiker aangesloten op het midden- of hoogspanningsnet, zodat de selectiviteit van de beveiligingen in de netten gewaarborgd kan blijven. De kosten die verbonden zijn aan eventueel uit te voeren aanpassingen aan de installaties van de elektriciteitsdistributienetgebruiker, komen voor rekening van de betrokken elektriciteitsdistributienetgebruiker. De kosten die verbonden zijn aan materiaal voor de beveiliging **en relevante netwerkcomponenten** komen voor rekening van de elektriciteitsdistributienetbeheerder.

- Art. 2.2.54 Telecontrole

§1. De elektriciteitsdistributienetbeheerder legt een telecontrole op aan de elektriciteitsproducent in volgende gevallen:

- nieuwe projecten met een elektriciteitsproductie-eenheid van het type B of C;
- nieuwe projecten met een totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA;
- nieuwe projecten **met een gezamenlijk ontwikkelbaar vermogen van 400 kW of meer** waarvan uit de detailstudie blijkt dat bij lokale congestie op het elektriciteitsdistributienet, het plaatselijk vervoernet van elektriciteit of daarmee gekoppelde netelement, tijdelijke productiebeperkingen noodzakelijk zijn;
- **bestaande elektriciteitsproductie-eenheden van het type C of D die een substantiële modernisering ondergaan.**

§3 De elektriciteitsdistributienetbeheerder kan een telecontrole opleggen aan de elektriciteitsproducent of aan bestaande energieopslagsystemen in de volgende gevallen:

- bestaande projecten met een elektriciteitsproductie-eenheid van type B of C;
- bestaande projecten met een totaal ontwikkelbaar netgekoppeld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA;
- bestaande energieopslagsystemen met een globaal opgesteld vermogen groter dan of gelijk aan 1000 kVA.

Alle kosten die verbonden zijn aan eventueel uit te voeren aanpassingen aan de installatie van de elektriciteitsdistributienetgebruiker, **voor zover die aanpassingen veroorzaakt worden door de plaatsing van de telecontrole**, komen voor rekening van de elektriciteitsdistributienetbeheerder.

- Art. 2.2.66 Bijkomende bepalingen inzake gebruik, onderhoud en herstelling van aansluitingen op het laagspanningsnet

§1. De onderhouds- en herstellingskosten voor aansluitingen op het laagspanningsnet zijn voor rekening van de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor zover er geen schade door de elektriciteitsdistributienetgebruiker veroorzaakt werd. Bij schade kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder de kosten steeds verhalen op de veroorzaker ervan. De kosten van de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor ~~een~~ onderhouds- of herstellingswerken van een aansluiting op het laagspanningsnet ~~louter~~, uitgevoerd op **louter** verzoek van de elektriciteitsdistributienetgebruiker, worden tarifair aangerekend.

- Art. 2.3.1 (Her)indienstname van een toegangspunt – voorwaarden voor verkrijgen van toegang en procedure

§1. Een nieuw of buiten dienst gesteld toegangspunt kan op aanvraag van de elektriciteitsdistributienetgebruiker door de elektriciteitsdistributienetbeheerder in dienst genomen worden als de volgende voorwaarden samen vervuld zijn:

- Een elektriciteitsdistributienetgebruiker, toegangshouder en evenwichtsverantwoordelijke staan geregistreerd in het toegangsregister op **het eerste aan** het toegangspunt **gekoppelde allocatiepunt**.
- De elektriciteitsdistributienetgebruiker aanvaardde de algemene aansluitingsvoorwaarden en nam kennis van het aansluitingsreglement of sloot een aansluitingscontract met de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor de aansluiting;

- De aansluiting is conform de bepalingen van dit Reglement, met de van toepassing zijnde technische regelgeving en met de bepalingen van het aansluitingsreglement of het aansluitingscontract;
- De installatie van de elektriciteitsdistributienetgebruiker voldoet aan de wettelijke verplichtingen en hij bezorgde de elektriciteitsdistributienetbeheerder daarvan het bewijs.

- Art. 2.3.4 Geplande onderbrekingen op het midden- en hoogspanningsnet

§2. In het geval van een geplande onderbreking brengt de elektriciteitsdistributienetbeheerder de elektriciteitsdistributienetgebruiker van het midden- of hoogspanningsnet, alsook de toegangshouders, minstens tien werkdagen voorafgaand aan de start van de onderbreking op de hoogte van deze startdatum en de vermoedelijke duur van de onderbreking.

**Deze paragraaf is niet van toepassing op dringend geplande werken ten gevolge van een noodsituatie of om de normale uitbatingsomstandigheden te herstellen.**

- Art. 2.3.5 Geplande onderbrekingen op het laagspanningsnet

§2. In geval van een geplande onderbreking, behoudens voor een aanpassing van de tapstand van de transformator voor het bijregelen van de spanningshuishouding, brengt de elektriciteitsdistributienetbeheerder de elektriciteitsdistributienetgebruiker op het laagspanningsnet, alsook de toegangshouders die daarom verzocht hebben, minstens vijf werkdagen voorafgaand aan de start van de onderbreking op de hoogte van deze startdatum en de vermoedelijke duur van de onderbreking.

**Deze paragraaf is niet van toepassing op dringend geplande werken ten gevolge van een noodsituatie of om de normale uitbatingsomstandigheden te herstellen.**

- Art. 2.3.22/1 Gereserveerde technische flexibiliteit

§1 In geval van buitengewone omstandigheden kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder de categorieën van elektriciteitsdistributienetgebruikers, zoals vermeld in Artikel 3.1.34/1 van het Energiebesluit, verplichten om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten voor lokale congestie **en redispatching**.

§2. Onder buitengewone omstandigheden, als vermeld in de vorige paragraaf, wordt verstaan:

- het uitvoeren van een redelijke en kostenefficiënte netinvestering om de lokale congestie **en redispatching** te vermijden door de elektriciteitsdistributienetbeheerder is niet mogelijk, zoals blijkt uit de afweging tussen de aankoop van flexibiliteitsdiensten en een netinvestering in het investeringsplan, opgesteld conform Art. 2.1.11;
- in combinatie met één van de volgende situaties:
  - er is geen marktgebaseerd alternatief beschikbaar;
  - alle beschikbare marktgebaseerde middelen zijn gebruikt;
  - de aankoop van flexibiliteit leidt tot meer lokale congestie binnen het dekkingsgebied van de netbeheerder;
  - de verhouding tussen de marginale kost voor marktgebaseerde flexibiliteit van een deelnemende asset en de verwachte maximale marginale kost voor gereserveerde

technische flexibiliteit, beide bepaald volgens het afwegingskader in het investeringsplan, is groter dan 1,2 voor de beschouwde periode;

- o op jaarbasis bedraagt de totale verwachte vergoeding voor **marktgebaseerde** flexibiliteit meer dan de **vermeden** boekhoudkundige kosten van ~~een investering~~ **de uitgestelde of vermeden netinvestering** zoals bepaald volgens de afweging in het investeringsplan.

- Art. 2.3.22/2 Niet-gereserveerde technische flexibiliteit

§1 In geval van onvoorziene uitzonderlijke netuitbatingsomstandigheden en als alle commerciële middelen uitgeput zijn, tenzij de aankoop ervan economisch niet efficiënt is, kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder de categorieën van elektriciteitsdistributienetgebruikers, zoals vermeld in Artikel 3.1.34/2 van het Energiebesluit, verplichten om deel te nemen aan flexibiliteitsdiensten voor lokale congestie **en redispatching**.

§4. Onder ~~economische efficiëntie~~ **het economisch niet efficiënt zijn** van marktgebaseerde flexibiliteit, ~~als~~ **zoals** vermeld in de eerste paragraaf, wordt verstaan: op jaarbasis bedraagt de totale verwachte vergoeding voor **marktgebaseerde** flexibiliteit om lokale congestie te vermijden meer dan de **vermeden** boekhoudkundige kosten van ~~een investering~~ **de uitgestelde of vermeden netinvestering** zoals bepaald volgens de afweging in het investeringsplan.

- Art. 2.3.26 Specifieke bepalingen voor flexibiliteits**diensten** op het laagspanningsnet

- Art. 3.2.6

§6. Op vraag van de elektriciteitsdistributienetgebruiker dient de elektriciteitsdistributienetbeheerder een communicatieprobleem bij een op afstand uitleesbare kleinverbruiksmeterinrichting binnen de drie maanden na melding op te lossen. Mits afdoende motivatie kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder van deze termijn afwijken. De kosten voor **aanpassing of vervanging van de ~~oplossing~~ meetinrichting nodig om het communicatieprobleem op te lossen**, worden gedragen door de elektriciteitsdistributienetbeheerder **tenzij hij kan aantonen dat de oorzaak van het communicatieprobleem te herleiden is tot een aan de distributienetgebruiker toe te wijzen fout**.

- Art. 3.2.7 Meetuitrustingen bij decentrale productie-installaties **of energieopslagsystemen**

§1. Als de meting op het toegangspunt of het allocatiepunt niet toelaat om de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit van een decentrale productie-installatie **of energieopslagsysteem** eenduidig te bepalen, kan de elektriciteitsdistributienetgebruiker beroep doen op de diensten van de elektriciteitsdistributienetbeheerder voor het plaatsen van bijkomende meetuitrusting, het uitlezen ervan en het beheer van de meetgegevens.

§3. Bij aansluitingen met decentrale productie **of energieopslagsysteem** wordt een meetinrichting met uitlezing van de productie op afstand geplaatst door de elektriciteitsdistributienetbeheerder als de elektriciteitsdistributienetgebruiker hierom verzoekt of indien dit vereist is op grond van hogere wetgeving. De plaatsing gebeurt na een positief onderzoek van de conformiteit met de aansluitingsvoorschriften, en, in geval van aanvraag, binnen vijftien werkdagen.

De afname- en injectiemeting wordt, indien ze niet geschikt is om op afstand uitgelezen te worden, aangepast. Het onderzoek moet plaatsvinden binnen de vijftien werkdagen na het uitvoeren van de eventuele aanpassing aan de aansluitingsinstallaties door de elektriciteitsdistributienetbeheerder en/of de elektriciteitsdistributienetgebruiker.

§5. Ongeacht het gaat om een klein- of grootverbruiksmeterinrichting kan de elektriciteitsdistributienetbeheerder de meterstand opnemen bij de indienstname van de decentrale productie-installatie **of het energieopslagsysteem**.

§6. De meetinrichting vermeld in §3 wordt aan de gelijkspanningszijde van de productie-installatie **of het energieopslagsysteem** geplaatst indien het anders onmogelijk is om de productie te bepalen. De meetinrichting moet voldoen aan de vereisten in Bijlage III. De elektriciteitsdistributienetbeheerder werkt hiervoor een meetconcept met bijhorende randvoorwaarden uit van zodra technisch mogelijk en legt dit ter goedkeuring voor aan de VREG.

- Art. 3.3.4

§1 en §4 werden geschrapt.

- Art. 4.3.20 Gebruik van berekende gebruiksprofielen

Voor alle allocatiepunten verbonden aan een toegangspunt met een kleinverbruiksmeterinrichting, waarop het meetregime conform de standaard allocatiepuntconfiguratie bepaald in Art. 4.2.13, §1 of §1/1 van toepassing is en voor alle allocatiepunten verbonden aan een toegangspunt met een grootverbruiksmeterinrichting waarop het meetregime afwijkt van de standaard allocatiepuntconfiguratie conform Art. 4.2.12, §2, geschiedt de verrekening, vermeld in Art. 4.3.18, §1, op basis van een berekend gebruiksprofiel toegewezen door de elektriciteitsdistributienetbeheerder.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder ~~baseert maakt~~ daarbij voor alle allocatiepunten met ~~een maandelijks het~~ meetregime 'maandelijks' in de zijn facturatie ~~op de gebruik van de~~ werkelijk gemeten maandvolumes, **die voor facturatie en reconciliatie dezelfde zijn**.

- Art. 4.3.48

Na ontvangst van de meetgegevens voor een allocatiepunt moet de leverancier, in geval van een wissel van elektriciteitsdistributienetgebruiker, wissel van toegangshouder of gecombineerde wissel, rechtzetting van energiehoeveelheden, de-activatie van het allocatiepunt, tariefwissel op vraag van de elektriciteitsdistributienetgebruiker of vervanging van de meter, binnen een termijn van zes weken een factuur opmaken gebaseerd op de meetgegevens ~~die naar aanleiding van deze gevallen werden bepaald,~~ **zoals doorgegeven door de elektriciteitsdistributienetbeheerder** en deze overmaken aan de elektriciteitsdistributienetgebruiker. In het geval van een wissel van elektriciteitsdistributienetgebruiker, wissel van toegangshouder of gecombineerde wissel wordt deze termijn ingekort tot vier weken.

- Art. 4.3.63



§1. De elektriciteitsdistributienetbeheerders en de dienstverleners van flexibiliteit communiceren met betrekking tot de relationele gegevens en de meetgegevens van een toegangspunt of een allocatiepunt **dat deelneemt aan flexibiliteit**, indien van toepassing, volgens de regels voor de marktprocessen voor flexibiliteit.

- Art. 4.3.66

§4. De elektriciteitsdistributienetbeheerder stelt een eerste ~~versie voorstel van het~~ protocol op, **zonder daarover voorafgaandelijk een stakeholdersoverleg en een consultatie te organiseren**, en legt dit aan de VREG ter goedkeuring voor, ~~uiterlijk één maand voor de datum die door de Vlaamse Regering wordt vastgelegd voor de inwerkingtreding van de decretale bepaling die het nieuwe Artikel 7.2.3 invoegt in het Energiedecreet, ingeval dit artikel dan al in werking getreden is. Ingeval dit artikel pas na de invoering van Artikel 7.2.3 in het Energiedecreet in werking treedt, legt de elektriciteitsdistributienetbeheerder~~ zo snel mogelijk en uiterlijk één maand na de inwerkingtreding van dit ~~artikel, een eerste versie van het protocol ter goedkeuring voor aan de VREG~~ reglement.

De elektriciteitsdistributienetbeheerder stelt het door de VREG goedgekeurde protocol en elke wijziging ervan onverwijld ter beschikking op een publieke website.

§5. Het protocol kan ten vroegste in werking treden na de inwerkingtreding van de decretale bepaling die Artikel 7.2.3 invoegt in het Energiedecreet, **en na de goedkeuring door de VREG, vermeld in §4.**

**§10. Vanaf het tweede jaar na de inwerkingtreding van het protocol, en elk jaar daarna, bezorgt de elektriciteitsdistributienetbeheerder de VREG, na voorafgaandelijk stakeholdersoverleg, een rapport met een evaluatie van de werking van het protocol in de praktijk, de lessen die daaruit kunnen worden getrokken en de verbeteringen die kunnen worden aangebracht.**

- Bijlage IV
  - Data uitwisseling met derde partijen
    - Aantal **actieve goedgekeurde** datatoegangscontracten, met een overzicht van hoeveel nieuwe datatoegangscontracten er worden **afgesloten goedgekeurd** en hoeveel datatoegangscontracten er worden **stopgezet beëindigd**.

## 4 Bijlage

Overzicht van de tijdens de publieke consultatie ontvangen reacties van de belanghebbenden, met weergave van de wijze waarop we hiermee zijn omgegaan met het oog op de finale beslissing tot herziening van het TRDE