

Rapport

4/05/2020

Verslag over consultatie CONS-2019-02 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting

Inhoudsopgave

1	Consultatie CONS-2019-02	4
2	Partijen die een reactie hebben ingediend.....	4
3	Verwerking van de zienswijzen.....	6
3.1	Presentatie	6
3.2	Selectie van de zienswijzen	6
3.3	Vertrouwelijkheid van de reacties	7
4	Zienswijzen ontvangen door VREG op CONS-2019-02.....	7
4.1	M.b.t. moment van invoering nieuwe tariefstructuur	8
4.1.1	Zienswijze 1	8
4.1.2	Zienswijze 2	9
4.1.3	Conclusie	10
4.2	M.b.t. voorgestelde tariefdragers voor afname.....	10
4.2.1	Aanrekening netgebonden kosten: aandeel capaciteit vs. volume	10
4.2.1.1	Zienswijze 3	10
4.2.1.2	Zienswijze 4	13
4.2.1.3	Zienswijze 5	14
4.2.1.4	Zienswijze 6	17
4.2.1.5	Conclusie.....	18
4.2.2	Aanrekening netgebonden kosten: keuze en modaliteiten capaciteitsgebaseerde tariefdrager(s)	18
4.2.2.1	Zienswijze 7	18
4.2.2.2	Zienswijze 8	19
4.2.2.3	Zienswijze 9	20
4.2.2.4	Zienswijze 10	21
4.2.2.5	Zienswijze 11	22
4.2.2.6	Zienswijze 12	24
4.2.2.7	Zienswijze 13	24
4.2.2.8	Conclusie.....	26
4.2.3	Aanrekening netgebonden kosten: ToU prikkel	28
4.2.3.1	Zienswijze 14	28
4.2.3.2	Zienswijze 15	31
4.2.3.3	Zienswijze 16	32
4.2.3.4	Conclusie.....	32
4.2.4	Aanrekening niet-netgebonden kosten	33
4.2.4.1	Zienswijze 17	33
4.3	M.b.t. voorgestelde tariefdrager voor injectie.....	34
4.3.1	Zienswijze 18	35
4.3.2	Zienswijze 19	37
4.3.3	Zienswijze 20	38
4.3.4	Zienswijze 21	40

4.3.5	Zienschwizje 22	41
4.3.6	Conclusie	42
4.4	M.b.t. voorgestelde aanpak voor klanten met klassieke meter.....	42
4.4.1	Zienschwizje 23	42
4.4.2	Zienschwizje 24	44
4.4.3	Conclusie	44
4.5	M.b.t. flankerende maatregelen	45
4.5.1	Maximumtarief.....	45
4.5.1.1	Zienschwizje 25	45
4.5.1.2	Zienschwizje 26	46
4.5.1.3	Zienschwizje 27	47
4.5.1.4	Zienschwizje 28	47
4.5.1.5	Conclusie.....	49
4.5.2	Impact nieuwe tariefstructuur op specifieke klantprofielen	49
4.5.2.1	Zienschwizje 29	49
4.5.2.2	Zienschwizje 30	50
4.5.2.3	Zienschwizje 31	51
4.5.2.4	Zienschwizje 32	52
4.5.2.5	Zienschwizje 33	53
4.5.2.6	Zienschwizje 34	54
4.5.2.7	Conclusie.....	58
4.6	Andere zienschwizzen.....	58
4.6.1	Zienschwizje 35	58
4.6.2	Zienschwizje 36	59
4.6.3	Zienschwizje 37	60
4.6.4	Zienschwizje 38	61
4.6.5	Zienschwizje 39	62
4.6.6	Zienschwizje 40	63
5	Wijzigingen na consultatie	64
5.1	Gewijzigde en meer gespecificeerde standpunten VREG n.a.v. reacties op CONS-2019-02	64
5.2	Opname in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024.....	65

1 Consultatie CONS-2019-02

Dit document omvat het verslag van consultatie [CONS-2019-02](#), die plaatsvond van 5 september t/m 16 oktober 2019. Deze publieke raadpleging van de VREG betrof een voorstel tot vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting (KVM) met als doel dit voorstel, na verwerking van de reacties op de consultatie, te integreren en waar nodig verder te concretiseren in de tariefmethodologie 2021-2024.

Op 4 september 2019 werd het consultatiedocument mondeling toegelicht aan de leden van de stuurgroep¹, die in 2017 werd samengesteld voor de inhoudelijke opvolging van de door de VREG aan VITO toegewezen studie '[Onderzoek naar de tariefstructuur van de periodiek distributienettarieven](#)'. Eenzelfde toelichting werd op 5 september 2019 gegeven aan een ruimer belanghebbendenforum. De consultatietekst en bijhorende [presentatie](#) werden op 5 september 2019 gepubliceerd op de website van de VREG. Op 6 september 2019 werd de publieke raadpleging vermeld in de VREG nieuwsbrieven Energiesector en Consumenten en bedrijven. Het document van de consultatie kan op datum van publicatie van voorliggend rapport nog altijd geraadpleegd worden op de VREG website.

De VREG vroeg aan de belanghebbenden om hun eventuele reacties op de consultatie schriftelijk over te maken.

De VREG publiceert na afloop van de openbare raadpleging een gemotiveerd consultatieverslag. Dit consultatieverslag bevat:

- een overzicht van het aantal partijen dat reacties overmaakte, met aanduiding van de naam van de betrokken partijen;
- een overzicht van de gemaakte opmerkingen bij het consultatiedocument, met aanduiding van de naam van de partij(en) die deze opmerking(en) heeft (hebben) gemaakt, voor zover het niet om een opmerking gaat die commercieel gevoelige gegevens of informatie van persoonlijke aard bevat;
- de reactie van de VREG op de gemaakte opmerkingen, waarbij in deze reactie vermeld wordt of de VREG al dan niet of gedeeltelijk akkoord gaat met de opmerking of zienswijze en op welke manier hiermee rekening werd gehouden bij de opmaak van de in CONS-2020-03 aan de belanghebbenden voorgelegde tariefmethodologie 2021-2024.

2 Partijen die een reactie hebben ingediend

De reacties op consultatie CONS-2019-02, die in dit document worden behandeld, zijn afkomstig van de individuen en organisaties weergegeven in onderstaande tabel.

¹ Tot deze stuurgroep behoorden ACV, Bond Beter Leefmilieu, ex-Eandis, FEBEG, Flux50, Gezinsbond, ex-Infrax, Levuur (als facilitator), ODE, Samenlevingsopbouw, Vlaams ABVV, VREG, VITO, Unizo en Zonstraal. Het kabinet van de Vlaamse minister van energie was ook lid, maar nam geen standpunten in.

Distributienetbeheerders	Werkmaatschappij Fluvius System Operator cvba en alle Vlaamse distributienetbeheerders (<i>gezamenlijke reactie + individuele aanvullende reactie van Fluvius Antwerpen</i>)
Distributienetgebruikers	C.J. – D. D. – D.M. ₁ – D.M. ₂ – J.D. – M.T. – P.V. – S.B. – W.B. 3E – Th!nkE – 70GigaWattConsulting (<i>gezamenlijke reactie</i>)
Sector	ABVV (Algemeen Belgisch Vakverbond)
	Agoria vzw (Belgische federatie van de technologische industrie)
	BBL vzw (Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen)
	Boerenbond vzw
	COGEN Vlaanderen vzw
	Comeos vzw (Belgische federatie van de handel en diensten)
	Ecopower cvba
	Elia (Beheerder van het Belgische transmissienet voor elektriciteit)
	Essenscia vzw (Belgische sectorfederatie van de chemische industrie en de life sciences)
	FEBEG vzw (Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven)
	Febeliec vzw (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers)
	Flux50 vzw (Ledenorganisatie die Vlaanderen helpt om internationale erkenning te krijgen als Smart Energy Region)
	Gezinsbond vzw
	Horeca Vlaanderen vzw
	Nelectra vzw (Federatie voor de elektrosector)
	ODE Vlaanderen vzw (Vlaamse sectororganisatie voor duurzame energie)
	Samenlevingsopbouw vzw
	Techlink vzw (Federatie voor de elektro- en HVAC-installatiesector)
	Test Aankoop vzw
	Unizo vzw
VEB nv (Vlaams Energiebedrijf)	
Zonstraal vzw (Belangenvereniging voor particuliere duurzame energie)	

Ruim 65 particuliere distributienetgebruikers contacteerden de VREG in de loop van de consultatie met vragen of opmerkingen over de tariefstructuur voor KVM klanten. Het merendeel van deze reacties werd onmiddellijk beantwoord nadat de VREG geoordeeld had dat deze niet concreet

betrekking hadden op de consultatietekst, als afwijkend beoordeeld konden worden t.o.v. de voorstellen die daarin opgenomen waren of een antwoord waren op de specifieke vragen die in de consultatietekst werden gesteld.

Op de website van de VREG werd een [FAQ-pagina](#) aangemaakt over de toekomst van de nettarieven. Deze webpagina wordt op regelmatige basis geactualiseerd.

3 Verwerking van de zienswijzen

3.1 Presentatie

De zienswijzen van de belanghebbenden worden thematisch gegroepeerd in verschillende paragrafen en telkens als volgt vermeld:

Nummer van de zienswijze	Volgnummer van de zienswijze
Zienswijze	Beknopte formulering door de VREG van de zienswijze aangebracht door de belanghebbende(n)
Belanghebbende(n)	Naam (of namen) van de belanghebbende(n) die de zienswijze heeft (hebben) aangebracht
Samenvatting van de zienswijze	Samenvatting door de VREG van de zienswijze zoals die door de belanghebbende(n) werd(en) aangebracht
Reactie VREG op de zienswijze	Beoordeling van de zienswijze door de VREG
Conclusie (per thema)	Conclusie volgens de VREG, nl. of het geconsulteerde voorstel al dan niet n.a.v. de zienswijze(n) aangepast moet worden

3.2 Selectie van de zienswijzen

Alle ontvangen reacties op consultatie CONS-2019-02 werden door de VREG bestudeerd.

De VREG ontving een aantal zienswijzen die bepaalde voorstellen in de consultatietekst ondersteunen. Ze hoefden niet verder geanalyseerd te worden en zijn niet opgenomen in dit consultatieverslag.

In par. 4 worden alle ontvangen zienswijzen vermeld die concreet betrekking hebben op de consultatietekst én als afwijkend kunnen beoordeeld worden t.o.v. de voorstellen die daarin

opgenomen waren of een antwoord zijn op de specifieke vragen die in de consultatietekst werden gesteld, te weten:

- Welk van de 2 weerhouden tariefmodellen (75% TV – 25% kWh vs. 100% TV) beschouwt u als de meest geschikte tariefstructuur voor KVM klanten met digitale meter en waarom?
- Welke berekeningsmethodiek acht u het meest geschikt voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen bij KVM klanten met digitale meter: de methode ‘jaarpiek’ of de methode ‘rollende jaarpiek’?
- Vindt u het aangewezen om KVM klanten met digitale meter de mogelijkheid te geven om af te wijken van het automatisch bepaald toegangsvermogen?
- Acht u de voorgestelde tariefdrager kWh het meest geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten of gaat uw voorkeur ernaar uit om ook hiervoor een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in te voeren? Indien uw voorkeur naar een capaciteitsgebaseerde tariefdrager gaat, hoe zou deze er moeten uitzien volgens u en waarom?
- Hoe lang acht u een maximumtarief als overgangsmaatregel noodzakelijk?
- Vindt u ‘meer dan een verdubbeling t.o.v. de huidige netfactuur’ een goede basis om de maximumprijs op te bepalen?

3.3 Vertrouwelijkheid van de reacties

Het Energiedecreet² stipuleert over de bescherming van vertrouwelijke informatie het volgende voor wat de publicatieverplichtingen van de VREG inzake de tariefmethodologie betreft:

“Met inachtneming van de vertrouwelijkheid van informatie met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers publiceert de VREG op zijn website de toepasselijke tariefmethodologie, het geheel van de stukken met betrekking tot het overleg met de distributienetbeheerders, het gemotiveerd consultatieverslag, en alle documenten die nuttig worden geacht voor de motivering van de beslissing van de VREG over de tariefmethodologie.”

De VREG heeft de reacties in concreto beoordeeld, en geoordeeld dat deze geen informatie bevatten met een persoonlijk karakter of commercieel gevoelige informatie met betrekking tot de distributienetbeheerders, leveranciers of de netgebruikers. De namen van particulieren worden weliswaar niet integraal vermeld.

De bepalingen van het Openbaarheidsdecreet (passieve openbaarheid) zijn van toepassing voor wat betreft de toegang tot de documenten die de VREG bezit en die deze laatste niet gepubliceerd heeft. Die documenten kunnen steeds opgevraagd worden, uiteraard met respect voor de uitzonderingsgronden zoals voorzien in het Openbaarheidsdecreet.

4 Zienswijzen ontvangen door VREG op CONS-2019-02

² Artikel 4.1.31, §4 Energiedecreet.

4.1 M.b.t. moment van invoering nieuwe tariefstructuur

4.1.1 Zienswijze 1

<i>Zienswijze</i>	Gezamenlijke invoering nieuwe tariefstructuren voor GVM en KVM klanten op 01/01/2021
<i>Belanghebbende(n)</i>	Essencia – Febeliec

Samenvatting van de zienswijze

Essencia en **Febeliec** pleiten voor een invoering van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten bij aanvang van de nieuwe reguleringsperiode (1/1/2021), samen met de invoering van de nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent na analyse dat een invoering van de nieuwe tariefstructuur vóór 01/01/2022 niet haalbaar en onwenselijk is en dit o.w.v. onderstaande redenen:

- **Onvoldoende tijd voor implementatie in systemen door sector**

Uit de reactie van **Fluvius** – zowel op [CONS-2019-01](#) als deze consultatie (cf. zienswijze 2 (4.1.2)) – begrijpt de VREG dat de minimale doorlooptijd voor implementatie in de systemen van Fluvius en de leveranciers 1,5 jaar bedraagt. Een effectieve beslissing over de nieuwe tariefstructuur vindt plaats op het moment dat de tariefmethodologie 2021-2024 wordt vastgelegd (ten vroegste midden 2020). Bij een invoering van de nieuwe tariefstructuur vóór 2022 meent de VREG dat de impact hiervan op de facturatieprocessen- en systemen bij marktpartijen zodanig groot kan zijn dat de efficiënte werking van de Vlaamse elektriciteitsmarkt in het gedrang komt.

FEPEG verklaart zich in zijn reactie op de consultatie akkoord met een invoering van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten – en ook voor GVM klanten – op 1/1/2022. FEPEG stelt dat deze timing spoort met de voorziene implementatie van de nieuwe marktprocessen (MIG 6) en geeft aan dat de leveranciers zware tussentijdse implementatieprocedures t.g.v. een vroegere invoeringsdatum niet zouden aankunnen.

- **Onvoldoende tijd voor communicatie naar én voorbereiding door klant**

KVM klanten hebben vandaag – i.t.t. GVM klanten – weinig voeling met hun capaciteitsgebruik. De maatregelen die zij treffen (bv. aankoop spaarlampen, energiezuinige huishoudtoestellen, ...) en hun gedragingen staan in hoofdzaak in functie van het elektriciteitsverbruik. Uit de vele reacties op de 1^{ste} consultatie over de herziening van de tariefstructuur in 2016 ([CONS-2016-05](#)) bleek dat er nog onvoldoende draagvlak aanwezig was voor de invoering van een capaciteitstarief bij gezinnen en kleine bedrijven. Met het oog op draagvlakcreatie en een vlotte overstap naar een capaciteitstarief vindt de VREG het belangrijk om – i.s.m. de sector – klanten voorafgaand aan de invoering van de nieuwe tariefstructuur voldoende te informeren over alle wijzigingen en – voor zover mogelijk – inzicht te geven in hun capaciteitsgebruik, de impact op hun netfactuur bij

ongewijzigd gedrag en de mogelijke gedragsaanpassingen en/of investeringen die hun netfactuur in positieve zin kunnen beïnvloeden.

Uit contacten met andere regulatoren leerde de VREG dat ook in andere landen een grondige informatieverstrekking op voorhand als een cruciale factor wordt gezien voor een geslaagde omschakeling naar een capaciteitstarief, bv.:

- In *Italië* verplichtte de regulator de leveranciers om gedurende 1 jaar vóór de overstap naar een meer capaciteitsgebaseerde tariefstructuur informatie (uit de digitale meter) over de maandpiek op te nemen in de maandelijkse facturen. Op deze manier kon de klant inzicht verwerven in zijn capaciteitsgebruik, zodat hij, bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur begin 2017, een meer gefundeerde keuze voor een bepaalde gereserveerde capaciteit kon maken.
- In *Noorwegen* plant men een nieuwe, meer capaciteitsgebaseerde tariefstructuur in te voeren begin 2021. De uitrol van digitale meters werd gefinaliseerd begin 2019. Klanten ontvangen sindsdien dagelijks een overzicht van hun netgebruikskarakteristieken. De invoering in 2021 laat elke klant toe inzicht te verwerven in zijn capaciteitsgebruik o.b.v. piekgegevens uit de digitale meter van 2 volledige jaren.

Een effectieve beslissing over de nieuwe tariefstructuur vindt plaats op het moment dat de tariefmethodologie 2021-2024 wordt vastgelegd (dus ten vroegste midden 2020) en waarbij onder meer de tariefstructuur voor de voormelde periode zal worden gepreciseerd.³ Bij een invoering van de nieuwe tariefstructuur in 2021 zou bijgevolg maar 6 maanden overblijven om de klanten te informeren en zich laten voor te bereiden. De VREG meent dat dit te weinig tijd is en de creatie van het noodzakelijke draagvlak zal bemoeilijken.

- **Geen hoge urgentie tot invoering nieuwe tariefstructuur vanuit netperspectief**

De distributienetten in Vlaanderen zijn op dit moment nog voldoende ruim gedimensioneerd en het extra stimuleren van rationeel netgebruik – één van de drijfveren tot herziening van de tariefstructuur – door overstap naar een meer capaciteitsgebaseerd tarief is vanuit dit oogpunt niet zodanig urgent dat het een invoering in 2021 noodzaakt. Door de verwachte evolutie inzake elektrificatie verwacht Fluvius over een aantal jaren echter wel aanzienlijke bijkomende netinvesteringen, als we nu geen maatregelen nemen.

Tegen dat moment wil de VREG de nodige gedragswijzigingen bewerkstelligd hebben, de nieuwe tariefstructuur geëvalueerd en – indien nodig – bijgestuurd hebben, en flankerende maatregelen maximaal afgebouwd hebben. Omdat dit de nodige tijd vergt, meent de VREG het opportuun om de nieuwe tariefstructuur te integreren in de komende tariefmethodologie en deze in 2022 effectief in voege te laten treden.

4.1.2 Zienswijze 2

<i>Zienswijze</i>	Voorgestelde timing invoering nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten niet realistisch – Verzoek tot uitstel naar 01/01/2023
<i>Belanghebbende(n)</i>	Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

³ Art. 4.1.31, §3, 2° Energiedecreet.

Fluvius verzoekt de VREG om de invoering van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten uit te stellen tot 01/01/2023. Fluvius stelt vast dat de VREG in zijn voorstel weliswaar rekening heeft gehouden met de minimale doorlooptijd – die Fluvius altijd vooropgesteld heeft – van 1,5 jaar voor implementatie in de systemen maar geeft aan dat het tijdstip van invoering niet combineerbaar is met de geplande startdatum van de nieuwe marktprocessen (MIG 6). Fluvius acht het niet realistisch om de ingrijpende wijzigingen die de invoering van de nieuwe tariefstructuur met zich meebrengt te implementeren binnen 3 maanden na go live. Een uitstel tot 1/1/2023 zou Fluvius toelaten om een stabilisatieperiode voor de ontwikkelingen in het kader van MIG 6 te voorzien en de noodzakelijke wijzigingen of zogenaamde 'change requests' m.b.t. de tariefstructuur degelijk voor te bereiden.

Reactie VREG op de zienswijze

Gegeven de blijvende onzekerheid over het project Centraal Marktsysteem (CMS)/MIG6, meent de VREG geen rekening te kunnen houden met de verdere planning van dit project bij de bepaling van een invoeringsdatum voor de nieuwe tariefstructuur.

De VREG merkt op dat **FEPEG** zich in zijn reactie op de consultatie wel akkoord verklaart met een invoering van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten – en ook deze voor GVM klanten – op 1/1/2022 en hierbij aangeeft dat deze invoeringsdatum spoort met de voorziene implementatie van MIG 6.

De VREG spreekt zich niet uit over de wijze waarop de vereiste gegevens voor toepassing van de nieuwe tariefstructuur ter beschikking worden gesteld aan de leveranciers, via het CMS dan wel door uitwerking van een andere piste.

4.1.3 Conclusie

De VREG behoudt voorlopig zijn initieel standpunt. De VREG overweegt om de nieuwe tariefstructuur voor KVM én GVM klanten in te voeren op 01/01/2022.

4.2 M.b.t. voorgestelde tariefdragers voor afname

4.2.1 Aanrekening netgebonden kosten: aandeel capaciteit vs. volume

In het consultatiedocument werd aan de belanghebbenden volgende vraag voorgelegd:

Welk van de 2 weerhouden tariefmodellen (75% TV – 25% kWh vs. 100% TV) beschouwt u als de meest geschikte tariefstructuur voor KVM klanten met digitale meter en waarom?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vraag.

4.2.1.1 Zienswijze 3

Zienswijze	75% aanrekening van de netkosten distributie o.b.v. capaciteit en 25% o.b.v. kWh te verkiezen boven volledige aanrekening o.b.v. capaciteit
Belanghebbenden	BBL – Ecopower – Gezinsbond – Nelectra – Unizo – Zonstraal – C.J.

Samenvatting van de zienswijze

Van de 2 door de VREG weerhouden tariefmodellen in de consultatietekst beschouwt een aantal belanghebbenden het model met aanrekening van de netkosten distributie volgens de opdeling 75% capaciteit – 25% kWh meer geschikt dan het model met een 100% capaciteitsgebaseerde aanrekening, en haalt hiertoe onderstaande argumenten aan.

BBL, Ecopower, Gezinsbond, Nelectra en Zonstraal zijn voorstander om de tariefdrager kWh in de tariefstructuur voor de netkosten te behouden zodat de nettarieven gegarandeerd een stimulans tot energie-efficiëntie blijven bevatten. **BBL, Gezinsbond en Zonstraal** merken op dat, zolang het beleid de kosten inzake openbardienstverplichtingen (ODV) – die de VREG voorstelt ook in de toekomst te blijven aanrekenen o.b.v. kWh – niet uit de elektriciteitsfactuur haalt, ook vanuit dit luik van de netfactuur een REG-prikkel uitgaat. **BBL** nuanceert hierbij wel het relatieve belang van een REG-prikkel via de nettarieven; energiebesparing is in de eerste plaats een zaak van flankerend beleid (bv. productnormering en investeringsprogramma's). **Ecopower** meent dat een REG-prikkel ook het capaciteitsgebruik in positieve zin beïnvloedt. De keuze voor energiezuinige toestellen zal immers vaak resulteren in een lager piekvermogen.

BBL stelt dat het model '75% capaciteit – 25% kWh' een minder negatieve impact lijkt te hebben op de rendabiliteit van zonnepanelen dan het model '100% capaciteit'.

Zonstraal merkt op dat het model '75% capaciteit – 25% kWh' beter overeenkomt met de werkelijke opdeling van de netkosten volgens kostendrijvers dan het model '100% capaciteit'.

Unizo wijst erop dat het model '100% capaciteit' een groter risico op prijsschokken inhoudt voor zelfstandigen en KMO's, die in verhouding tot andere LS gebruikers vaak behoefte hebben aan een relatief grotere capaciteit. Ook **Nelectra** en **Zonstraal** zijn voorstander van het model dat het meest aanleunt bij de huidige tariefstructuur, namelijk '75% capaciteit – 25% kWh', omdat deze keuze algemeen een lager risico op prijsschokken inhoudt.

BBL en **Gezinsbond** vestigen de aandacht op de mogelijk moeilijkere begripbaarheid van het model '75% capaciteit – 25% kWh' o.w.v. de 2 verschillende tariefdragers en beklemtonen daarom het belang van een goede communicatie naar de klant. **Zonstraal** merkt in dit opzicht echter op dat, volgens het voorstel in de consultatietekst, ook een deel van de transmissiekosten per kWh zal doorgerekend worden en de tariefdrager kWh bijgevolg ook bij keuze voor het model '100% capaciteit' behouden blijft voor het luik netgebonden kosten.

D.M.₁ verkiest ten slotte het model '100% capaciteit' (zie 4.2.1.2) als einddoel maar vindt het model '75% capaciteit – 25% kWh' verdedigbaar op korte termijn omdat het verschil met de huidige tariefstructuur hierbij iets minder groot is.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG beschouwt het tariefmodel '75% capaciteit – 25% kWh' voor aanrekening van de netkosten distributie als meest geschikt voor KVM klanten met digitale meter, vanuit het oogpunt van billijkheid. I.t.t. GVM klanten die al een deel van hun netfactuur o.b.v. de jaarpiek aangerekend krijgen, is de netfactuur van KVM klanten vandaag overwegend volumegebaseerd. KVM klanten hebben op dit moment dan ook weinig tot geen voeling met hun capaciteitsgebruik. De VREG meent dat een overstap van de huidige tariefstructuur naar een tariefstructuur waarbij de netkosten distributie voor 100% worden aangerekend o.b.v. capaciteit, voor KVM klanten een grotere wijziging en leercurve impliceert dan voor GVM klanten en een groter risico op plotse, onverwachte tariefschokken met zich meebrengt. Het is weliswaar zo dat distributienetgebruikers op geen enkele wijze een juridische indicatie hebben gekregen dat hun tarieven voor altijd ongewijzigd zullen blijven. Er is hoogstens sprake van economische stabiliteit. Anderzijds, in het verleden heeft het Hof van beroep te Brussel bijvoorbeeld aanvaard dat het vermijden van tariefschokken een wijziging van de distributienettarieven kon verantwoorden.⁴ In het licht van maatschappelijke aanvaardbaarheid, beschouwt de VREG het tariefmodel '75% capaciteit-25% kWh' dan ook als meer redelijk voor KVM klanten.

De VREG beaamt dat het behoud van de tariefdrager kWh in de aanrekening van de netkosten de aanwezigheid van een REG-prikkel in de distributienettarieven, conform het richtsnoer in Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet, op lange termijn garandeert. Door een verderzetting van de huidige aanrekening van de niet-netgebonden kosten (ODV's en Toeslagen) o.b.v. kWh in de nieuwe tariefstructuur, blijft ook vanuit dit luik van de netfactuur echter een prikkel tot elektriciteitsbesparing uitgaan. De VREG is voorstander om de kosten voor de ODV's die worden opgelegd door of krachtens het Energiedecreet, en die niet worden gefinancierd door belastingen, taksen, subsidies, bijdragen en heffingen, niet langer te verrekenen in de nettarieven en zodoende het aandeel van de niet-netgebonden kosten in het nettariaf te reduceren⁵, maar stelt op dit moment vast dat het beleid weinig intenties in die richting vertoont. De VREG wijst in dit opzicht ook op Art. 18(1) van de Elektriciteitsverordening waarin wordt bepaald dat de doorrekening van kosten van ODV's in de distributienettarieven slechts mogelijk is voor zover deze kosten geen 'ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen' zijn (zie reactie VREG bij zienswijze 17 (4.2.4.1)). Ten slotte zal ook een deel van de transmissiekosten nog o.b.v. kWh aangerekend blijven worden (cf. infra).

De VREG beschouwt de procentuele verdeling '75% capaciteit – 25 kWh' als redelijk o.b.v. een grondige analyse van de kostendrijvers⁶ van de netkosten distributie. De VREG stelt vast dat

⁴ Brussel, 26 juni 2012, De Meester / CREG. De CREG had in de voormelde zaak een deel van de kosten van de ODV's inzake GSC's anticipatief in de tarieven verwerkt, zonder op het einde van de lopende tariefperiode te wachten, om de verhoging van de tarieven progressief te maken

⁵ Zie in dat verband bv. ons Memorandum voor de Vlaamse verkiezingen 2019 ([RAPP-2019-04](#)) en [RAPP-2019-11](#) over de Vlaamse openbare dienstverplichtingen inzake elektriciteit en aardgas.

⁶ Het principe van kostenreflectiviteit bij tariefregulering bestaat juridisch gezien momenteel enkel voor de verhouding tussen de tarieven en de achterliggende kosten (cf. Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet) en niet voor de allocatie van de kosten aan de netgebruikers (Brussel 25 maart 2015, nr. 2013/AR/1274, § 90 e.v.). De kostenreflectiviteit van de tarieven moet in die juridisch bindende betekenis globaal worden beoordeeld – i.e. in de betekenis 'kostendekkend' – en niet o.b.v. het tarief dat elke categorie van netgebruikers betaalt. Echter, in de teksten van het Clean energy for all Europeans Package nemen we een tendens naar kostenreflectiviteit in de betekenis van kostenallocatie waar, waarbij het weliswaar enkel gaat over een 'afspiegeling' van de kosten die de netgebruikers veroorzaken. In de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen wordt bv. gesteld onder artikel 21, lid 2, a), i) dat zelfverbruikers van hernieuwbare energie met betrekking tot de elektriciteit die zij verbruiken van of invoeden in het net, niet aan nettarieven onderworpen mogen worden die de kosten niet weerspiegelen.

ongeveer 75% van deze kosten⁷ vermogen-gedreven is. Voor de overige 25% is dat niet het geval⁸: een deel hiervan is volume-gedreven, het andere deel is noch aan capaciteit noch aan volume gerelateerd. Voor deze resterende kosten stelt de VREG geen opsplitsing in twee verschillende tariefdragers (kWh – vast) voor omdat hij meent dat dit de complexiteit van de tariefstructuur te sterk zou verhogen.

De VREG beaamt ten slotte dat hij voorstelt om – vanuit een optiek van alignering van de kostendragers met de tariefstructuur van de transmissienettarieven⁹ – een deel van de transmissiekosten o.b.v. kWh te blijven doorrekenen in de nieuwe tariefstructuur en de tariefdrager kWh bijgevolg behouden blijft voor het luik netgebonden kosten, onafhankelijk van de keuze van tariefmodel voor aanrekening van de netkosten distributie. De VREG meent in dat opzicht dat de keuze voor het tariefmodel ‘75% capaciteit – 25% kWh’ de begrijpbaarheid van de tariefstructuur niet in negatieve zin zal beïnvloeden.

4.2.1.2 Zienswijze 4

Zienswijze	<i>Volledige aanrekening van de netkosten distributie o.b.v. capaciteit te verkiezen boven 75% aanrekening o.b.v. capaciteit en 25% o.b.v. kWh</i>
Belanghebbenden	Agoria – Essenscia – FEBEG – Febeliec – Fluvius – Flux50 – VEB – S.B. – D.M.1

Samenvatting van de zienswijze

Van de 2 door de VREG weerhouden tariefmodellen in de consultatietekst beschouwt een aantal belanghebbenden het model met een 100% capaciteitsgebaseerde aanrekening van de netkosten distributie meer geschikt dan het model met aanrekening volgens de opdeling 75% capaciteit – 25% kWh, en haalt hiertoe onderstaande argumenten aan.

Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit en rationeel netgebruik (RNG) beoordelen **Essenscia**, **Febeliec** en **D.M.1** het model ‘100% capaciteit’ als meest aangewezen voor KVM klanten – naar analogie met het voorstel voor GVM klanten in CONS-2019-01. Zowel bij GVM als KVM klanten worden de netkosten gedreven door capaciteit; er is dan ook geen reden om te differentiëren.

Essenscia en **D.M.1** merken op dat een substantiële REG-prikkel in de elektriciteitsfactuur zal behouden blijven via de tariefdrager kWh voor aanrekening van de kosten inzake ODV en via de aanrekening van de energiekost. **Agoria** meent dat, zelfs als het beleid de kosten inzake ODV uit de elektriciteitsfactuur haalt, zelfverbruik en REG nog altijd gestimuleerd kunnen worden via de nettarieven door toevoeging van een Time-of-Use (ToU) component. Bovendien verwacht Agoria dat slimme toepassingen die het capaciteitsgebruik van klanten optimaliseren ook zullen leiden tot een verlaging van het energieverbruik.

⁷ Meer bepaald de kosten inzake netstudies, netaanleg en -onderhoud, de afschrijvingen van netinfrastructuur en de financieringskosten (WACC).

⁸ Meer bepaald de kosten m.b.t. netverliezen, systeembeheer, dossierkosten en de afschrijvingen van installaties die geen deel uitmaken van de netinfrastructuur.

⁹ De VREG wenst m.a.w. die componenten o.b.v. capaciteitsgebaseerde tariefdragers door te rekenen, die ook Elia o.b.v. een capaciteitsterm aanrekent aan de distributienetbeheerders. Hierbij kan de specifieke keuze van capaciteitsgebaseerde tariefdrager (e.g. toegangsvermogen, jaarpiek, maandpiek,...) wel verschillen.

FEBEG verkiest het model ‘100% capaciteit’ omdat dit het meest eenvoudige van beide is en ook de kostenstructuur van de netbeheerder op de meest correcte wijze reflecteert. Ook **VEB** uit zijn voorkeur voor een volledig capaciteitsgebaseerde aanrekening van de netkosten.

Fluvius, Flux50 en **S.B.** geven de voorkeur aan het model ‘100% capaciteit’ dat, wegens de sterkere tarifaire prikkel tot RNG, het meest toekomstbestendig lijkt met het oog op de energietransitie. Voor **Fluvius** primeert de sterkte van de RNG prikkel op de sterkte van de REG prikkel: RNG faciliteert elektrificatie – een optimalisatie in energie-efficiëntie over alle energiebronnen heen terwijl REG enkel aanzet tot besparing binnen de energievorm elektriciteit – en bovendien is REG voor klanten al een gewoonte. **Flux50** wijst erop dat dit model meer mogelijkheden biedt tot het creëren van energiegemeenschappen.

Reactie VREG op de zienswijze

Zie reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1) voor wat betreft de aangehaalde argumenten m.b.t.

- de verschillende keuze van tariefmodel voor KVM vs. GVM klanten;
- de aanwezigheid van een REG-prikkel in de netfactuur;
- de reflectie van kostendrijvers in de keuze van tariefdragers;
- de eenvoud en begrijpbaarheid van de tariefstructuur.

De VREG meent na analyse dat het – in zijn reactie op zienswijze 3 (4.2.1.1) – aangehaalde argument van billijkheid op dit moment lijkt te primeren op de introductie van een sterkere RNG-prikkel bij de keuze van een tariefmodel voor KVM klanten met digitale meter. De distributienetten in Vlaanderen zijn vandaag nog voldoende ruim gedimensioneerd en een sterkere stimulans tot rationeel netgebruik is vanuit dit oogpunt niet urgent. Door de verwachte evolutie inzake elektrificatie verwacht Fluvius over een aantal jaren echter wel aanzienlijke bijkomende netinvesteringen, als we geen maatregelen nemen. In dat opzicht zal een versterking van de RNG-prikkel in de netfactuur van KVM klanten op een later moment allicht wel opportuun blijken.

4.2.1.3 Zienswijze 5

Zienswijze	Voorkeur tot aanrekening van de netkosten distributie voornamelijk o.b.v. kWh
Belanghebbenden	COGEN – Test-Aankoop – W.B.

Samenvatting van de zienswijze

COGEN, Test-Aankoop en **W.B.** beoordelen geen van beide door de VREG weerhouden tariefmodellen in de consultatietekst als geschikt voor aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten.

COGEN meent dat de voorgestelde modellen geen afdoende antwoord bieden m.b.t. (a) de gewenste gedragssturing van klanten, (b) het beheersen van de synchrone piek en (c) het veiligstellen van de financiering van de distributienetbeheerders. **COGEN** verkiest een hoofdzakelijk

(80%) volumegebaseerde (kWh) aanrekening van de totale distributiekosten, met tijdsafhankelijke tariefdifferentiatie, en haalt hiertoe volgende redenen aan:

- (a) De tariefdrager kWh zet klanten aan tot energie-efficiënte elektrificatie, bv. de aankoop van een warmtepomp of elektrisch voertuig, i.t.t. bv. elektrische bijverwarming of een airco-installatie.
- (b) De tariefdrager kWh in combinatie met een ToU prikkel is het meest geschikt om synchrone pieken te beheersen. COGEN verwijst hierbij naar zijn eerdere analyse waarin wordt aangetoond dat het jaarverbruik van een klant een veel betere indicator vormt voor zijn bijdrage tot de synchrone piek – en de bijgevolg door hem veroorzaakte netkosten – dan zijn aansluitcapaciteit.
- (c) Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager zonder ToU prikkel impliceert een groter risico op daling van de inkomstenbasis voor de netbeheerder. Klanten kunnen hun individuele afnamepiek immers sterk inperken d.m.v. een thuisbatterij, onafhankelijk van de effectieve netbelasting en de beschikbaarheid van hernieuwbare energie, met slechts een beperkte reductie van de synchrone piek – en dus netkosten – tot gevolg.

Vanuit de visie dat KVM klanten met een onevenredig grote afname of injectie bijkomende kosten veroorzaken, stelt COGEN voor om 20% van de totale distributiekosten aan te rekenen via een capaciteitsgebaseerde tariefdrager.

Van de 7 verschillende in de consultatietekst opgenomen tariefmodellen, toont **Test-Aankoop** zich op dit moment – onder voorbehoud van verdere simulaties – meest voorstander van het model ‘25% capaciteit – 75% kWh’, omdat dit het meest aanleunt bij de huidige wijze van aanrekening en daardoor het laagste risico op extreme prijsschokken inhoudt. Test-Aankoop wijst erop dat in Brussel voor een gelijkaardige verhouding (20% capaciteit – 80% kWh) werd gekozen en uit simulaties van Brugel blijkt dat de impact op verschillende klantengroepen het minst uitgesproken is bij dit tariefmodel. Test-Aankoop stelt dat aan het einde van de tarifaire periode een evaluatie zou ingepland kunnen worden om na te gaan of het capaciteitsaandeel verhoogd moet worden.

W.B. stelt ten slotte dat een sterke REG-prikkel primeert boven een RNG-prikkel en is vanuit die optiek voorstander om de huidige, volumegebaseerde tariefstructuur te behouden. W.B. meent dat, met het oog op internationale klimaatafspraken, een vermindering van het totale elektriciteitsverbruik vooropstaat, ten einde de CO₂-uitstoot te minimaliseren.

Reactie VREG op de zienswijze

O.b.v. een grondige analyse van de kostendrijvers van de netkosten distributie en na zorgvuldige afweging meent de VREG dat de procentuele verdeling ‘75% capaciteit – 25% kWh’ als het meest redelijke voorstel overkomt: zie reactie bij zienswijze 3 (4.2.1.1). Voor een gemiddeld gezin impliceert deze verdeling dat ongeveer 35% van de huidige netfactuur – ofwel ruim 15% van de huidige totale elektriciteitsfactuur – op basis van capaciteit zal worden aangerekend. De VREG denkt dat bij een keuze voor een beperktere capaciteitscomponent – bovenop een minder accurate reflectie van de kostendrijvers – het beoogde capaciteitsbewustzijn bij klanten moeilijker bereikt zal worden.

De VREG erkent dat de introductie van de nieuwe tariefstructuur voor een aantal KVM klanten substantiële tariefschommelingen met zich mee kan brengen. Vanuit het oogpunt van billijkheid

beshouwt hij het tariefmodel '75% capaciteit-25% kWh' dan ook als meer geschikt dan het model '100% capaciteit' voor aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten: zie reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1). Om eventuele tariefschokken te vermijden, stelt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een maximumtarief voor, zoals afgetoetst in CONS-2019-02: zie 4.5.1.5.

Specifiek m.b.t. de door COGEN aangehaalde redenen:

- (a) Meent de VREG o.b.v. simulaties dat de in CONS-2020-03 aan de belanghebbenden voorgelegde tariefstructuur voor KVM klanten – net als de voorstellen in CONS-2019-02 – voordeliger uitkomt voor klanten met een elektrisch voertuig en/of warmtepomp in vergelijking tot de huidige, overwegend volume-gebaseerde tariefstructuur, op voorwaarde dat zij hun netgebruik optimaliseren a.d.h.v. slimme aansturingssystemen: zie reactie VREG bij zienswijze 33 (4.5.2.5). De VREG meent dan ook dat de door hem voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager, eerder dan de tariefdrager kWh, een 'energie-efficiënte elektrificatie' zal faciliteren.
- (b) Beamt de VREG dat de tariefdrager aansluitingsvermogen (AV), althans in Vlaanderen, geen goede indicator vormt voor het effectief vermogen-gebruik van een klant: zie reactie VREG bij zienswijze 23 (4.4.1). In de in CONS-2020-03 voorgestelde tariefstructuur voor KVM klanten – net als in de voorstellen in CONS-2019-02 – stelt de VREG daarom andere capaciteitsgebaseerde tariefdragers voor en opteert hij ook voor KVM klanten met een klassieke meter niet voor de tariefdrager AV.
- (c) Erkent de VREG het risico dat bij de introductie van een capaciteitstarief netgebruikers d.m.v. nieuwe technologieën zoals een thuisbatterij, netkosten die ze effectief veroorzaakt(en), zouden kunnen ontlopen. Onder meer daarom stelt de VREG in de in CONS-2020-03 voorgestelde tariefstructuur voor KVM klanten een minimale vaste bijdrage voor in de netkosten die elke klant, onafhankelijk van zijn gedrag, moet betalen. Voor KVM klanten met digitale meter wordt deze bijdrage geïntegreerd in de voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager: zie 4.2.2.8.

Wat betreft het belang van een REG-prikkel en het dienaangaande richtsnoer in het Energiedecreet¹⁰, wijst de VREG erop dat de Europese energie-efficiëntiedoelstellingen een vermindering (%) van het jaarlijks verbruik van *primaire* energie betreffen. Voor de energievorm elektriciteit kan worden bijgedragen aan dit besparingsdoel, onder meer door:

- a) het gebruik van meer energiezuinige producten (e.g. wasmachines, verlichting, ...), infrastructuur (e.g. gebouwen, ...) en processen met als gevolg een reductie van het elektriciteitsverbruik;
- b) de elektrificatie van bepaalde diensten, voor zover de energieconversie o.b.v. elektriciteit voor deze diensten (e.g. vervoer, verwarming, ...) performanter verloopt dan o.b.v. andere energievormen, met als gevolg een toename van het elektriciteitsverbruik maar wel een daling in het primair energieverbruik voor dezelfde diensten.

Met het tariefmodel '75% capaciteit-25% kWh' meent de VREG beide te stimuleren: a) een reductie van het elektriciteitsverbruik via de tariefdrager kWh – die naast 25% van de netkosten ook nog wordt aangewend om de niet-netgebonden kosten en een deel van de transmissiekosten aan te rekenen (zie reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1)) – én b) de elektrificatie van bepaalde diensten via de invoering van een capaciteitstarief – dat typisch voordeliger blijkt voor klanten met een elektrisch voertuig en/of warmtepomp in vergelijking tot een volledig kWh-gebaseerde

¹⁰ Art. 4.1.32, §1, 16^e Energiedecreet.

tariefstructuur, op voorwaarde dat zij hun netgebruik optimaliseren a.d.h.v. slimme aansturingssystemen (cf. supra).

4.2.1.4 Zienswijze 6

Zienswijze	Uitspraak over optimale verdeling aanrekening via tariefdrager o.b.v. capaciteit vs. kWh niet mogelijk o.b.v. voorliggend document
Belanghebbenden	ABVV – ODE – Techlink

Samenvatting van de zienswijze

ABVV meent dat het voorstel in de consultatietekst en de voorbereidende VITO-studie niet duidelijk maken waar de optimale verdeling ligt tussen kostenaanrekening via een capaciteits- dan wel volumegebaseerde aanrekening van de netkosten. Ook **Agoria**, **BBL**, **FEPEG**, **Flux50**, **ODE** en **Techlink** geven aan dat het bijzonder moeilijk is een keuze te maken tussen de twee door de VREG weerhouden tariefmodellen zonder te beschikken over een kwantitatieve impactanalyse.

Ode en Techlink stellen dat geen van beide door de VREG weerhouden tariefmodellen ideaal is. Het model '75% capaciteit – 25% kWh' heeft de minst negatieve impact op de rendabiliteit van PV-installaties en bevat een grotere REG-stimulus. Het model '100% capaciteit' is dan weer eenvoudiger te communiceren aan klanten. Ode en Techlink betreuren de verminderde REG-prikkel in beide voorstellen, maar nuanceren – net als BBL (cf. supra) – het relatieve belang ervan.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG wenste in CONS-2019-02 enkel de principes van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten af te toetsen. De VREG gaf in deze consultatie geen inschatting van de tarifaire gevolgen van de nieuwe tariefstructuur voor verschillende gebruiksprofielen omdat hij op dat moment nog geen betrouwbare simulatieresultaten kon voorleggen. Het te betalen periodieke distributienettarief van iedere distributienetgebruiker is naast de tariefstructuur – en dus de gekozen tariefdragers – afhankelijk van het toegelaten inkomen per distributienetbeheerder en de verdeling van het budget over de klantengroepen a.d.h.v. de verdeelsleutels. Het was bij de opstart van CONS-2019-02 nog niet gekend in welke zin deze elementen in de nieuwe reguleringsperiode zouden wijzigen.

De VREG begrijpt dat het voor de belanghebbenden niet eenvoudig is zich een oordeel te vormen over de voorstellen zonder cijfermateriaal. Om de belanghebbenden in staat te stellen hierover een meer oordeelkundige mening te vormen, stelt de VREG, samen met CONS-2020-03, indicatieve inschattingen van de impact van de voorgestelde tariefstructuur op een aantal gebruiksprofielen ter beschikking (cf. publieke toelichting 04/05/2020).

Zie reactie VREG bij zienswijze 3 (4.2.1.1) voor wat betreft de aangehaalde opmerkingen m.b.t.

- de aanwezigheid van een REG-prikkel in de netfactuur;
- de reflectie van kostendrijvers in de keuze van tariefdragers;
- de eenvoud en begrijpbaarheid van de tariefstructuur.

4.2.1.5 Conclusie

De VREG blijft voorlopig zijn initiële voorkeur behouden voor het tariefmodel ‘75% capaciteit – 25% kWh’. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 dan ook om de aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten met digitale meter¹¹ uit te voeren volgens deze procentuele verdeling.

I.t.t. de voorstellingswijze in CONS-2019-02, omvat de tariefcomponent Netgebruik¹² in de voorstellen in CONS-2020-03 niet enkel de netkosten distributie, maar ook de transmissiekosten m.b.t. het beheer en de ontwikkeling van de (transmissie)netwerkinfrastructuur – d.i. het aandeel van de transmissiekosten dat conform het voorstel in CONS-2019-02 via een capaciteitsgebaseerde tariefdrager zal worden doorgerekend. Dit resulteert in de voorstellen in CONS-2020-03 in een procentuele verdeling ‘80% capaciteit – 20% kWh’ van toepassing op het globale budget (distributie én transmissie) voor de tariefcomponent Netgebruik.

4.2.2 Aanrekening netgebonden kosten: keuze en modaliteiten capaciteitsgebaseerde tariefdrager(s)

In het consultatiedocument werden aan de belanghebbenden volgende vragen voorgelegd:

Welke berekeningsmethodiek acht u het meest geschikt voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen bij KVM klanten met digitale meter: de methode ‘jaarpiek’ of de methode ‘rollende jaarpiek’?

Vindt u het aangewezen om KVM klanten met digitale meter de mogelijkheid te geven om af te wijken van het automatisch bepaald toegangsvermogen?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vragen.

4.2.2.1 Zienswijze 7

Zienswijze	Combinatie van de tariefdragers toegangsvermogen (kVA) en piekvermogen (kW) te verkiezen boven de tariefdrager toegangsvermogen
Belanghebbenden	3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting – Essenscia – Febeliec

Samenvatting van de zienswijze

3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting oordelen het aangewezen om bij de keuze van een geschikte tariefdrager voor aanrekening van de netkosten een onderscheid te maken tussen de doorrekening van de historische kosten enerzijds en het aanzetten tot efficiënt netgebruik anderzijds. Vanuit het standpunt van de netgebruiker zijn het merendeel van de endogene kosten van de distributienetbeheerder ‘exogeen’ of m.a.w. niet te beïnvloeden door zijn netgebruik. Deze kosten

¹¹ M.u.v. prosumënten met digitale meter die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

¹² Deze tariefcomponent bevat in de voorstellen in CONS-2020-03 de kosten m.b.t. het beheer van het elektriciteitsdistributienet – m.u.v. de kosten m.b.t. de dienst van het reactief vermogen – en de kosten m.b.t. het beheer en de ontwikkeling van de transmissienetwerkinfrastructuur, aangerekend door de transmissienetbeheerder aan de distributienetbeheerder.

aanrekenen op basis van een tariefdrager die het effectieve netgebruik reflecteert – i.e. o.b.v. het gemeten piekvermogen – geeft de netgebruiker een disproportioneel signaal om zijn gedrag bij te stellen. De tariefdrager toegangsvermogen – als maatstaf voor het net dat de gebruiker reserveert (zoals ingevuld in CONS-2019-01 voor GVM klanten) – is hiertoe wel geschikt. Van zodra dit toegangsvermogen echter automatisch wordt bepaald o.b.v. een gemeten piekvermogen – zoals voorgesteld in de consultatietekst voor KVM klanten – is dat niet langer het geval. Voor aanrekening van kosten die de netgebruiker wél kan beïnvloeden – i.e. de ‘endogene’ kosten vanuit zijn standpunt – is het piekvermogen wel een geschikte tariefdrager. Ook **BBL**, **ODE** en **Techlink** merken op dat het merendeel van de netkosten historische lasten zijn, en bijgevolg niet comprimeerbaar door een capaciteitssignaal naar de netgebruiker. Een aanrekening van deze kosten op een te bepalen basis onafhankelijk van het consumentengedrag vindt ook BBL het overwegen waard.

Essenscia en **Febeliec** verkiezen om – naar analogie met het voorstel voor GVM klanten in CONS-2019-01 – naast de in CONS-2019-02 voorgestelde tariefdrager toegangsvermogen ook de tariefdrager maandpiek te introduceren, met hierbij een evenredige verdeling van de o.b.v. capaciteit aan te rekenen netkosten distributie over beide tariefdragers. De combinatie van deze tariefdragers biedt – zowel bij GVM als bij KVM klanten – een evenwicht tussen een voldoende stabiele financieringsbasis voor de distributienetbeheerder enerzijds – via het jaarlijks bepaalde toegangsvermogen – en tijdige feedback en een stimulans tot gedragsaanpassing aan klanten anderzijds – via de effectief gemeten maandpiek.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat de tariefstructuur voor KVM klanten voldoende eenvoudig en transparant moet zijn om een effectieve gedragswijziging te kunnen bewerkstelligen. Vanuit dat oogpunt is de VREG geen voorstander om hierin meerdere capaciteitsgebaseerde tariefdragers op te nemen. De VREG zal daarom in CONS-2020-03 voorstellen om een deel – i.e. 20% (zie 4.2.1.5) – van het Tarief Netgebruik bij KVM klanten met digitale meter te blijven aanrekenen o.b.v. kWh, waardoor ook deze tariefdrager aanwezig zou blijven in de tariefstructuur.

De VREG stelt in CONS-2020-03 als capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor KVM klanten de ‘gemiddelde maandpiek’ voor en beschouwt deze – net als de voorgestelde tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek voor GVM klanten – geschikt om een goed evenwicht te bieden tussen een stabiele inkomstenbasis voor de distributienetbeheerder enerzijds en een regelmatige stimulans tot gedragsaanpassing aan klanten anderzijds (zie 4.2.2.8).

De VREG beaamt dat een groot deel van de netkosten distributie gezonken kosten (i.e. kapitaal- en afschrijvingskosten t.g.v. gedane netinvesteringen) zijn. In zijn voorstel in CONS-2020-03 neemt de VREG dit in rekening door in de tariefstructuur voor KVM klanten – zowel deze met een digitale als klassieke meter – een minimale vaste bijdrage in de netkosten te voorzien.

4.2.2.2 Zienswijze 8

Zienswijze	Tariefdrager piekvermogen (kW) te verkiezen boven de tariefdrager toegangsvermogen (kVA)
Belanghebbenden	Agoria – COGEN – Ecopower

Samenvatting van de zienswijze

Agoria is voorstander van een aanrekening van de netkosten o.b.v. de tariefdrager *ToU piek*, waarbij eventueel – als duurdere terugvaloptie – de mogelijkheid kan worden voorzien voor een tarifiering o.b.v. een vast, op voorhand bepaald toegangsvermogen. Agoria meent dat bij het gebruik van de tariefdrager toegangsvermogen piekverbruik als iets negatiefs dreigt beschouwd te worden, terwijl een piek op bepaalde momenten ook netondersteunend kan zijn. Een tarifaire aanrekening o.b.v. het gemeten piekvermogen – met daarbij een tijdsafhankelijke tariefdifferentiatie (ToU prikkel) – zal daarentegen wél rekening houden met de werkelijk veroorzaakte kosten op een bepaald moment – en zal volgens Agoria alle klanten aanzetten tot rationeel netgebruik.

COGEN, die zich voorstander toont van slechts een beperkte capaciteitscomponent (cf. supra), stelt hiervoor de tariefdrager jaarpiek (kW) voor.

Ecopower verkiest de tariefdrager maandpiek (kW) boven de in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager toegangsvermogen, automatisch bepaald o.b.v. de voorbije (rollende) jaarpiek. Ecopower gaat niet akkoord met de minder goede beoordeling van het tariefmodel '100% MP' op vlak van aanvaardbaarheid en toekomstbestendigheid in de consultatietekst. Ecopower meent dat een tarifaire aanrekening o.b.v. de maandpiek maatschappelijk juist meer aanvaardbaar zal zijn en bovendien meer zal aanzetten tot efficiënt netgebruik: het automatisch bepaald toegangsvermogen stimuleert klanten na een éénmalige piek niet langer hun vermogen te beperken en zal door hen als een vaste kost worden beschouwd; de maandpiek biedt klanten daarentegen elke maand opnieuw een kans om hun capaciteitsgebruik te controleren. Ecopower beoordeelt de maandpiek ook als zeer toekomstgericht: leveranciers kunnen communiceren naar hun klanten over hun maandpiek en het inperken ervan én op termijn zou eenvoudig een ToU prikkel kunnen toegevoegd worden door het tarief maandelijks te laten variëren.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG beschouwt een volledige aanrekening van de netkosten o.b.v. de tariefdrager ToU piek niet geschikt (zie ook 4.2.3.4) omdat hierdoor bepaalde klanten, door een verschuiving van hun elektriciteitsverbruik, een kostenreflectieve bijdrage – d.w.z. in verhouding tot de kosten die hun netgebruik veroorzaakt en voor zover hun aangepast gedrag niet tot kostenbesparingen voor het net leidt – zouden kunnen ontlopen.

De VREG meent dat een tariefdrager gebaseerd op de maandpiek – eerder dan op de jaarpiek – klanten zal aanzetten tot rationeel netgebruik en heeft hiermee rekening gehouden bij de keuze van capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor KVM klanten in CONS-2020-03 (zie 4.2.2.8).

De VREG blijft voorlopig bij zijn standpunt dat de tariefdrager maandpiek voor klanten met bv. een thuisbatterij het grootste besparingspotentieel biedt, wegens de mogelijkheid om elke maand opnieuw het piekgebruik maximaal te beperken, en bijgevolg het grootste risico tot 'niet-efficiënt gedrag naar het net toe' met zich meebrengt. Hiermee houdt de VREG dan ook rekening in zijn voorstellen in CONS-2020-03 (zie 4.2.2.8).

4.2.2.3 Zienswijze 9

Zienswijze	Voorkeur voor automatische bepaling van het toegangsvermogen (o.b.v. de jaarpiek) met toepassing van een rollend venster
Belanghebbenden	ABVV – BBL – FEBEG – Fluvius – Flux50 – Gezinsbond – Nelectra – Ode – Techlink – Test-Aankoop – D.M. ₁ – S.B.

Samenvatting zienswijze

ABVV, BBL, FEBEG, Fluvius, Flux50, Gezinsbond, Nelectra, Ode, Techlink en **Test-Aankoop** verkiezen een rollend venster voor de bepaling van het toegangsvermogen.¹³ I.t.t. de methode ‘jaarpiek’ – waarbij het toegangsvermogen 1x/jaar wordt bepaald – zal het toegangsvermogen bij de methode ‘rollende jaarpiek’ na een hoge piek snel – i.e. de maand nadien – aangepast worden en zo de klant stimuleren tot gedragswijziging. **Gezinsbond** en **S.B.** merken op dat door gebruik van een rollend venster het toegangsvermogen na een verhuis of na de plaatsing van een digitale meter vrij snel kan bepaald worden op basis van een effectief gemeten waarde; dit kan gezinnen helpen hun netfactuur onder controle te houden. **D.M.₁** wijst er ten slotte op dat deze methodiek analoog is aan de huidige werkwijze gehanteerd door Elia voor de aanrekening van de transmissienettarieven en door de distributienetbeheerder voor de tarifiering aan GVM klanten.

Voor **Fluvius** is het van belang dat bij een keuze voor de methode ‘rollende jaarpiek’ de ‘gridfee’ (d.i. de netfactuur van de distributienetbeheerder naar de leverancier toe) op maandelijkse basis kan worden afgerekend, om complexiteit en rechtzettingen te vermijden. Dit staat mogelijk los van de facturatiefrequentie van leveranciers naar hun klanten toe. **FEBEG** pleit voor een zo eenvoudige mogelijke implementatie van het rollend venster voor de leveranciers en wenst betrokken te worden bij de verdere uitwerking. Zo kan de methode ‘rollende jaarpiek’ er bv. voor zorgen dat in het eerste jaar na plaatsing van de digitale meter het toegangsvermogen telkens naar boven bijgesteld moet worden. Dit heeft potentieel impact op de wijze waarop de leverancier zijn voorschotfacturen berekent en op de voorspelbaarheid van de eindfactuur voor de leverancier.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat de toepassing van een rollend venster klanten meer kan aanzetten tot een gedragswijziging dan een statisch venster, en denkt bovendien dat een rollend venster het risico kan beperken op zeer hoge/lage tussentijdse afrekeningen, bv. in geval van een verhuis.

De VREG zal hier dan ook rekening mee houden bij de nieuwe consultatie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor KVM klanten in CONS-2020-03 (zie 4.2.2.8).

De VREG bespreekt in een latere fase desgevallend graag de potentiële impact naar facturatie toe met de sector.

4.2.2.4 Zienswijze 10

¹³ **ABVV, BBL, FEBEG, Flux50, Gezinsbond, Ode, Techlink** en **Test-Aankoop** zijn voorstander van een rollend venster maar niet van de jaarpiek voor de bepaling van het toegangsvermogen: zie 4.2.2.5.

Zienswijze	Voorkeur voor automatische bepaling van het toegangsvermogen o.b.v. de jaarpiek zonder toepassing van een rollend venster
Belanghebbenden	VEB

Samenvatting zienswijze

VEB toont zich geen voorstander om het toegangsvermogen automatisch te bepalen o.b.v. een rollend venster o.w.v. de complexiteit ervan en de hieruit resulterende maandelijkse wijzigingen in de factuur. VEB pleit er bovendien voor om, wanneer de gegevens beschikbaar zijn, bij de bepaling van het toegangsvermogen de hoogst gemeten piek van de 3 laatste kalenderjaren in rekening te nemen.

Reactie VREG op de zienswijze

De argumenten aangedragen door verschillende belanghebbenden die pleiten voor de toepassing van een rollend venster (zie 4.2.2.3) doen de VREG overwegen dat een tariefdrager gebaseerd op een rollend – eerder dan een statisch – venster betere keuze is voor KVM klanten. De VREG heeft hiermee dan ook rekening gehouden in zijn voorstellen in CONS-2020-03 (zie 4.2.2.8).

De VREG bespreekt onder voorbehoud in een latere fase graag de potentiële impact naar facturatie toe met de sector.

4.2.2.5 Zienswijze 11

Zienswijze	Jaarpiek en rollende jaarpiek zijn beide niet geschikt als basis voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen
Belanghebbenden	ABVV – Agoria – BBL – Boerenbond – Comeos – FEBEG – Flux50 – Gezinsbond – Horeca Vlaanderen – ODE – Techlink – Test-Aankoop – Unizo – Zonstraal – C.J. – D.M. ₂ – J.D. – M.T.

Samenvatting zienswijze

Verschillende belanghebbenden oordelen dat geen van beide door de VREG voorgestelde berekeningsmethodieken geschikt zijn voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen.

ABVV, Agoria, BBL, Comeos, FEBEG, Flux50, Gezinsbond, Horeca Vlaanderen, ODE, Techlink, Test-Aankoop, Unizo, Zonstraal, D.M.₂, J.D. en M.T. stellen dat bij de methode (rollende) jaarpiek een éénmalige, accidentele piek te zwaar wordt afgestraft. **Comeos, Horeca Vlaanderen en Unizo** wijzen er in dit verband op dat een occasionele piek eigen is aan de aard van activiteiten van KMOs in bepaalde sectoren en bijgevolg onmogelijk kan vermeden worden. Zo zullen volgens Horeca Vlaanderen horecaondernemers een sterk financieel nadeel ondervinden door de voorgestelde berekeningsmethodieken o.w.v. hun piekverbruik tijdens de avondshift en bij het organiseren van evenementen.

BBL, FEBEG, ODE, Techlink, Zonstraal en **J.D.** menen bovendien dat de (rollende) jaarpijk klanten niet meer zal aanzetten om hun piekvermogen te beperken na het bereiken van hun maximale piek en rationeel netgebruik bijgevolg slechts beperkt zal stimuleren.

C.J. meent dat de (rollende) jaarpijk sterk nadelig is voor klanten met een PV-installatie, warmtepomp of elektrische verwarming.

ABVV, Boerenbond, Comeos en **Unizo** wijzen er ten slotte op dat niet elke jaarpijk bijdraagt tot de synchrone piekbelasting op het distributienet en stellen dat enkel individuele pieken die effectief bijdragen tot de synchrone piek van belang zijn in het kader van rationeel netgebruik. Bij het dimensioneren van zijn netten gaat de distributienetbeheerder immers uit van een gelijktijdigheid van alle jaarpieken kleiner dan 1. **Boerenbond** en **Unizo** verwijzen naar bedrijven in de land- en tuinbouwsector, die vaak gekenmerkt worden door seizoensgebonden pieken in de zomer. Deze pieken vinden meestal plaats op momenten dat er geen systeempiek is en een overschot aan energie uit hernieuwbare energiebronnen en werken dus mogelijk soms zelfs netondersteunend. **Boerenbond** en **Unizo** beoordelen het niet correct om dergelijke pieken direct af te straffen.

In het licht van bovenstaande argumenten stellen verschillende belanghebbenden een alternatieve, volgens hen meer geschikte berekeningsmethodiek voor:

- **Boerenbond** en **Unizo** stellen voor om het toegangsvermogen te bepalen o.b.v. de *rollende 13^{de} piek* of m.a.w. de 13^{de} hoogste piek gemeten in de voorbije 12 maanden. Met deze methodiek leidt een éénmalige piek niet tot een hogere netfactuur en wordt rekening gehouden met het feit dat niet de jaarpijk, maar enkel pieken die bijdragen tot de synchrone piekbelasting van belang zijn in het kader van rationeel netgebruik. Ook **Flux50** vindt het opportuun om o.b.v. digitale meter-data te analyseren of een aanrekening o.b.v. de x^{ste} JP niet meer geschikt zou zijn.
- **BBL, Comeos, Gezinsbond, Zonstraal** en **D.M.₂** verkiezen het toegangsvermogen te bepalen o.b.v. een *rollende gemiddelde piek* of m.a.w. het gemiddelde van een aantal pieken in de voorbije 12 maanden. Met deze methodiek heeft een éénmalige piek maar voor 1/12^{de} invloed op netfactuur en worden klanten blijvend gestimuleerd om hun piekvermogen te beperken. Bovendien, meent **Zonstraal**, zal een tariefdrager die het gemiddeld vermogensverbruik reflecteert voordeliger zijn voor klanten met een warmtepomp of PV-installatie dan de methode (rollende) jaarpijk. **Zonstraal** stelt voor om het gemiddelde van de voorbije 12 maandpieken te nemen; **Gezinsbond** denkt eerder aan het gemiddelde van de 12 hoogste dagpieken in de voorbije 12 maanden.
- **ABVV, ODE, Techlink** en **Test-Aankoop** hebben een voorkeur voor een automatische bepaling o.b.v. het gemiddelde van de hoogste piek(en) in de voorbije maand. Met deze methodiek heeft een éénmalige piek slechts 1 maand impact op de netfactuur en worden klanten blijvend gestimuleerd om hun piekvermogen te beperken. **ABVV** denkt hierbij aan de 5 hoogste dagpieken per maand, **ODE** en **Techlink** eerder aan de 3 hoogste pieken per maand.
- **FEBEG** ten slotte verkiest het gebruik van de maandpijk (of ev. zelfs dagpijk) boven de rollende jaarpijk, in geval zou overgestapt worden naar een maandelijkse facturatie.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG stelt o.b.v. de vele negatieve reacties van belanghebbenden vast dat het draagvlak van een tariefdrager gebaseerd op de (rollende) jaarpijk voor KVM klanten mogelijk beperkt is.

Om het draagvlak voor de invoering van een capaciteitstarief niet in het gedrang te brengen, maar ook omdat de VREG na analyse van de alternatieve voorstellen van de belanghebbenden meent dat een tariefdrager gebaseerd op het rollend gemiddelde van de 12 voorbije maandpieken mogelijk meer geschikt kan zijn om het beoogde capaciteitsbewustzijn en rationeel netgebruik bij KVM klanten te bewerkstelligen, zal de VREG in CONS-2020-03 zijn voorstellen in die zin aanpassen (zie 4.2.2.8).

4.2.2.6 Zienswijze 12

Zienswijze	Mogelijkheid tot afwijking van het automatisch bepaald toegangsvermogen moet niet onmiddellijk voorzien worden
Belanghebbenden	FEPEG – Fluvius – D.M. ₁

Samenvatting zienswijze

FEPEG vindt het in eerste instantie weinig zinvol om klanten de mogelijkheid te geven om van hun toegangsvermogen af te wijken. De meerderheid van de residentiële klanten is zich momenteel weinig tot niet bewust van zijn capaciteitsgebruik en heeft bijgevolg geen idee hoe en in welke zin het toegangsvermogen best aangepast zou worden. Ook **D.M.₁** meent dat deze keuzeoptie in een eerste fase slechts door een beperkte groep ‘gemotiveerde’ klanten zou gebruikt worden en daarom geen prioriteit moet zijn.

Fluvius wijst erop dat deze keuzemogelijkheid een extra complexiteit toevoegt aan de implementatie van de nieuwe tariefstructuur en pleit er vanuit die optiek voor dit niet onmiddellijk te voorzien. Fluvius vult aan dat deze functionaliteit in ieder geval ook impliceert dat het toegangsvermogen op afstand moet ingesteld kunnen worden op de digitale meter en een captatie- en validatiesysteem moet worden opgezet om de keuze van klanten te borgen.

Reactie VREG op zienswijze

DE VREG onderschrijft dat de meerderheid van KVM klanten in de eerste periode na invoering van de nieuwe tariefstructuur nog maar weinig voeling zal hebben met zijn capaciteitsgebruik en hierdoor moeilijk het automatisch bepaalde toegangsvermogen zal kunnen beoordelen dan wel zelf een toegangsvermogen zal kunnen instellen.

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden stelt de VREG in CONS-2020-03 een andere capaciteitsgebaseerde tariefdrager dan het in CONS-2019-02 geconsulteerde ‘toegangsvermogen’ voor, vanuit de overweging dat die volgens de VREG o.a. sneller een capaciteitsbewustzijn bij alle KVM klanten tot stand zal brengen (zie 4.2.2.8). Door deze gewijzigde inzichten is het voorzien van een mogelijkheid tot afwijking van het toegangsvermogen op dit moment niet meer aan de orde.

4.2.2.7 Zienswijze 13

Zienswijze	Mogelijkheid tot afwijking van het automatisch bepaald TV moet voorzien worden
Belanghebbenden	Agoria – BBL – Boerenbond – Essenscia – Ecopower – Febeliec – Flux50 – Gezinsbond – ODE – Techlink – Test-Aankoop – Unizo – VEB – Zonstraal – C.J. – S.B.

Samenvatting zienswijze

Verschillende belanghebbenden zijn voorstander om voor klanten de mogelijkheid te voorzien om af te wijken van het automatisch bepaald toegangsvermogen dan wel het toegangsvermogen zelf in te stellen.

Agoria, BBL, ODE en Techlink menen dat deze optie – in combinatie met een overschrijdingstarief – aan klanten die dat wensen een sterkere prikkel biedt om hun piekvermogen bewust onder controle te houden. **BBL** ziet hierin ook potentieel voor klanten die willen bijdragen aan de bevoorradingszekerheid, bv. door hun winterpiek bewust laag te houden; zij kunnen dan een lager toegangsvermogen instellen in de wintermaanden. **Flux50** wijst erop dat het zelf beheren van het toegangsvermogen perfect past binnen de tendens naar actievere netgebruikers.

Essenscia en **Febeliec** stellen dat klanten moeten kunnen afwijken van het automatisch bepaald toegangsvermogen – en/of een ex-post correctie mogelijk moet zijn – onder bepaalde voorwaarden, d.i. in geval van substantiële wijzigingen die een grote impact zullen hebben op hun effectieve piekbelasting. **Zonstraal** daarentegen meent dat het toegangsvermogen eenvoudig en regelmatig aangepast moet kunnen worden door de klant en ziet zodoende besparingsmogelijkheden, bv. door het toegangsvermogen in een vakantieperiode te verlagen.

Flux50 en **Gezinsbond** wijzen erop dat een afwijkingsmogelijkheid klanten toelaat om in het lopende factuurjaar hun netfactuur nog bij te sturen, na wijzigingen in hun gezinssituatie, de aankoop van bepaalde apparatuur of als bescherming tegen energiearmoede.

Boerenbond, Test-Aankoop en **Unizo** ten slotte beoordelen een afwijkingsmogelijkheid als noodzakelijk voor klanten waarvan de automatische bepaling van het toegangsvermogen o.b.v. een voor hen éénmalige hoge piek niet representatief is voor hun typisch en/of toekomstig capaciteitsgebruik.

M.b.t. overschrijdingen van het toegangsvermogen, stelt **Essenscia** dat zowel bij een automatisch als zelf bepaald toegangsvermogen een overschrijdingstarief moet toegepast worden. **ODE, Techlink** en **VEB** menen dat dit overschrijdingstarief hoger moet zijn bij klanten die hun toegangsvermogen zelf hebben ingesteld. **Agoria, ABVV** en **Gezinsbond** tonen interesse in het instellen van het toegangsvermogen in de digitale meter zelf, met een uitschakeling i.g.v. overschrijding tot gevolg. Volgens **Gezinsbond** kan dit een manier zijn voor gezinnen in (energie)armoede om de netfactuur strikt onder controle te houden. Het ontvangen van een signaal bij een (nakende) overschrijding zou volgens **Ecopower** en **Gezinsbond** in elk geval een meerwaarde kunnen zijn.

Reactie VREG op zienswijze

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden stelt de VREG in CONS-2020-03 een andere capaciteitsgebaseerde tariefdrager dan het in CONS-2019-02 geconsulteerde 'toegangsvermogen' voor, die volgens de VREG o.a. sneller een capaciteitsbewustzijn bij alle KVM klanten tot stand zal brengen (zie 4.2.2.8). Door deze gewijzigde inzichten is het voorzien van een mogelijkheid tot afwijking van het toegangsvermogen op dit moment niet meer aan de orde.

M.b.t. de voorgestelde pistes van een overschrijdingstarief en/of het instellen van het toegangsvermogen in de digitale meter zelf, merkt de VREG op dat:

- het toepassen van een overschrijdingstarief op KVM klanten volgens de reactie van **Fluvius** vergaande implicaties heeft naar marktsystemen en -afspraken toe en daardoor niet haalbaar wordt geacht om te voorzien op het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur;
- de softwarematige begrenzingen van de digitale meter – genaamd de 'fuse supervision' en de 'limiter' – moeilijk bruikbaar blijken als tarifaire begrenzer. Beide werken i.f.v. de stroom. De 'fuse supervision' is eenfasig en biedt hierdoor geen oplossing voor klanten met een driefasige aansluiting. De 'limiter' monitort dan weer niet de gemiddelde kwartierwaarde maar de ogenblikkelijke waarde: stroom – en dus ook vermogen – moeten gedurende een bepaalde periode boven een drempelwaarde uitstijgen vooraleer de limiter afschakelt. Hierdoor zou het effectief kwartiervermogen veel hoger zijn dan het voor tarifaire doeleinden bepaalde toegangsvermogen op het moment van afschakeling.

4.2.2.8 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initieel voorstel. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om de – voor 80% (zie 4.2.1.5) – capaciteitsgebaseerde aanrekening van het Tarief Netgebruik aan KVM klanten met digitale meter uit te voeren o.b.v. de tariefdrager 'gemiddelde maandpiek (kW)' en niet o.b.v. de eerder in CONS-2019-02 voorgestelde tariefdrager 'toegangsvermogen', automatisch bepaald o.b.v. de (rollende) jaarpiek. Deze 'gemiddelde maandpiek' zal berekend worden als het rollend gemiddelde van de 12 laatste maandpieken¹⁴ afname waarbij, in geval een maandpiek kleiner is dan 2,5 kW, voor de betreffende maand een minimumwaarde van 2,5 kW in rekening wordt genomen.

- **Rollend gemiddelde van de voorbije 12 maandpieken**

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden beschouwt de VREG na analyse een tariefdrager gebaseerd op het rollend gemiddelde van de voorbije 12 maandpieken als meest geschikt voor KVM klanten o.w.v. onderstaande redenen:

- Omdat éénmalige, accidentele pieken telkens maar voor 1/12^{de} doorwegen op de (maandelijke) netfactuur, houdt deze tariefdrager – meer dan een tariefdrager gebaseerd op de (rollende) jaarpiek – rekening met de vaststelling dat niet elke individuele piek bijdraagt tot de synchrone piekbelasting op het net én worden klanten – i.t.t. bij een aanrekening o.b.v. de (rollende) jaarpiek – elke maand opnieuw gestimuleerd hun piekvermogen te beperken. De VREG meent dat de voorgestelde tariefdrager 'gemiddelde maandpiek' hierdoor als meer billijk zou kunnen worden gepercipieerd én de beoogde doelstellingen van capaciteitsbewustzijn en rationeel netgebruik beter zou kunnen bereiken.

¹⁴ In geval er nog geen 12 maanden verstreken zijn, bv. na de vervanging van een klassieke meter door een digitale meter, zal de gemiddelde maandpiek berekend worden als het gemiddelde van alle beschikbare maandpieken.

- Net als de voorgestelde combinatie van de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek bij GVM klanten, meent de VREG dat de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ een goed evenwicht kan bieden tussen enerzijds – door het rollend gemiddelde – een voldoende stabiele maandelijkse inkomstenbasis voor de distributienetbeheerder, en hieraan gerelateerd een afvlakking van de maandelijkse fluctuaties in de gridfee-factuur van de leverancier (en de netfactuur van de klant in geval van maandelijkse facturatie), en anderzijds – via de maandpiek – tijdige feedback aan klanten en een blijvende stimulans tot gedragsaanpassing. De keuze voor een rollend venster beperkt volgens de VREG ook het risico op zeer hoge/lage tussentijdse afrekeningen, bv. in geval van een verhuis.
- Het hoogst gemeten kwartiervermogen kan op maandelijkse basis uitgelezen worden uit de digitale meter – althans mits aanpassing (op afstand) van de huidige meterconfiguratie – waardoor de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ geen uitlezing van kwartierwaarden op dagbasis behoeft.

De VREG wijst in dit verband wel op het belang van informatieverstrekking aan de klant. In geval van een jaarlijkse facturatiefrequentie, zal informatie over de voorbije maandpiek alsook het gemiddelde van de voorbije 12 maandpieken logischerwijze via het kanaal van de verplichte maandelijkse verbruiksgegevens aan de klant moeten worden overgemaakt. Hierdoor zullen klanten zich sneller bewust worden van hun capaciteitsgebruik en de mogelijkheden tot bijsturing ervan én zal de voorspelbaarheid van hun netfactuur verhogen.

De VREG opteert in zijn formulering van de voorgestelde tariefstructuur voor KVM klanten in CONS-2020-03 niet voor de tariefdrager ‘toegangsvermogen (kVA), automatisch bepaald o.b.v. de rollende gemiddelde maandpiek’ – hoewel meer in lijn met het in CONS-2019-02 geconsulteerde voorstel – maar voor de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek (kW)’ omdat:

- de berekening van de rollende gemiddelde maandpiek niet langer aansluit bij het concept toegangsvermogen zoals dit wordt ingevuld bij GVM klanten: eerder dan de verwachte, maximaal benodigde capaciteit die de netgebruiker ex ante reserveert, reflecteert de gemiddelde maandpiek het voorbije gemiddelde capaciteitsgebruik;
- er geen overschrijdingstarief wordt toegepast, zoals in het voorstel voor GVM klanten wél het geval is.

Door deze keuze komt de in CONS-2019-02 bevroegde mogelijkheid tot afwijking van het toegangsvermogen niet meer voor in CONS-2020-03.

- **Minimale vermogensbandbreedte van 2,5 kW**

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden beschouwt de VREG het na analyse opportuun om in de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ een minimale vermogensbandbreedte te vervatten van 2,5 kW. Dit impliceert dat elke KVM klant met digitale meter – onafhankelijk van zijn effectief netgebruik – een minimale jaarlijkse bijdrage betaalt voor het Tarief Netgebruik gelijk aan $2,50 \text{ kW} \times \text{tarief } \text{€/kW}_{\text{gem MP}}$. De VREG beschouwt dit als een billijke vaste bijdrage in de netkosten, meer specifiek aan de grotendeels historische kosten enerzijds en als verzekeringspremie voor de back-up functie van het distributienet anderzijds. Bovendien wil de VREG op deze manier beletten dat klanten door investeringen in nieuwe technologieën – zoals batterijen of automatische vraagsturing – een billijke bijdrage in de kosten zouden kunnen ontlopen. Zoals toegelicht in CONS-2019-02, bleek uit eerdere analyse in dit verband dat de

tariefdrager ‘maandpiek’ voor klanten met bv. een thuisbatterij het grootste besparingspotentieel biedt, wegens de mogelijkheid om elke maand opnieuw het piekgebruik maximaal te beperken, en bijgevolg het grootste risico tot ‘niet-efficiënt gedrag naar het net toe’ met zich meebrengt. Gegeven de keuze voor een tariefdrager gebaseerd op het rollend gemiddelde van de voorbije maandpieken, wil de VREG dit inherente risico mitigeren via de minimale vermogensbandbreedte.

De VREG stelt voor om de hoogte van deze vermogensbandbreedte te bepalen op 2,5 kW, omdat dit een goede reflectie vormt van de waarde die de distributienetbeheerder hanteert voor een standaard netgebruiker bij het dimensioneren van zijn laagspanningsnetten. Hierbij gaat de distributienetbeheerder immers uit van een gelijktijdige afname van ongeveer 25%; het standaardvermogen van een (nieuwe) aansluiting bedraagt – conform Art. 2.2.11 TRDE – afgerond 10 kVA.

Voor digitale meterklanten overweegt de VREG deze minimale jaarlijkse bijdrage te integreren in de capaciteitsterm, eerder dan deze aan te rekenen via een aparte vaste term. Op deze manier wordt de introductie van een extra tariefdrager ‘vast’ – bovenop de tariefdragers kWh en kW – in de tariefstructuur vermeden. Bovendien denkt de VREG dat het tarief €/kW_{gem MP} enkel zo een voldoende zwaar gewicht behoudt om het beoogde capaciteitsbewustzijn en rationeel netgebruik bij klanten effectief te realiseren. Voor KVM klanten met een klassieke meter stelt de VREG wél de toevoeging van een vaste term voor (zie 4.4.3).

4.2.3 Aanrekening netgebonden kosten: ToU prikkel

4.2.3.1 Zienswijze 14

Zienswijze	Onmiddellijke introductie nieuwe ToU prikkel in de tariefstructuur
Belanghebbenden	Agoria – BBL – COGEN – FEBEG – Flux50 – ODE – Techlink – Test-Aankoop – VEB – Zonstraal – D.D. – W.B.

Samenvatting zienswijze

Verschillende belanghebbenden zijn overtuigd van de noodzaak van een tijdsafhankelijke prikkel in de tariefstructuur:

- **Agoria, BBL, COGEN, FEBEG, Test-Aankoop, VEB** en **Zonstraal** wijzen erop dat de door de VREG vooropgestelde doelstelling van kostenreflectiviteit noodzaakt dat de tariefstructuur rekening houdt met het moment waarop een klant het distributienet gebruikt, d.i. al dan niet samen met de synchrone piekbelasting. Het is immers het gelijktijdige gedrag van klanten dat een bepalende factor vormt bij de dimensionering van het distributienet. Een ToU prikkel is dan ook belangrijk in het licht van de toenemende elektrificatie, om een te grote gelijktijdigheid in afname te vermijden.
- **Agoria, BBL, COGEN, ODE** en **Techlink** menen dat een ToU prikkel ook nuttig kan zijn in het kader van de bevoorradingszekerheid. Hierdoor kunnen klanten immers gestimuleerd worden hun afname te beperken op het moment van de systeempiek en aangezet worden tot (zelf)verbruik op momenten dat veel hernieuwbare energie voorhanden is. **Flux50** beschouwt een ToU prikkel in de nettarieven op dit vlak als een bijkomend mechanisme bovenop de

commodity prijs; beide stimulansen samen zullen het gedrag van klanten sterker beïnvloeden en investeringen in slimme toepassingen interessanter maken.

- **Flux50** stelt dan ook dat énkél de invoering van een capaciteitstarief klanten niet substantieel zal aanzetten hun toestellen te gebruiken in functie van de netbelasting en de beschikbaarheid van duurzame energie. In Nederland – waar een 100% capaciteitstarief van toepassing is – blijken op dit moment bv. geen warmtepompen op dergelijke wijze slim aangestuurd te worden. **COGEN** wijst op het risico van niet-efficiënt gebruik – naar het net en de systeempiek toe – van opslagtechnologieën in afwezigheid van een ToU prikkel.

Agoria, **BBL** en **COGEN** pleiten voor een onmiddellijke introductie van een nieuwe ToU prikkel om te vermijden dat klanten hun gedrag meerdere keren moeten aanpassen. Het wegnemen van de huidige ToU prikkel – zonder onmiddellijke invoering van een nieuwe prikkel – vormt een verkeerd signaal naar de klant toe en kan volgens **ODE**, **Techlink** en **W.B.** tot een hogere systeempiek leiden. **D.D.** stelt dat een latere, onbesliste invoering van ToU rechtsonzekerheid creëert bij (potentiële) prosumenten (met opslagfaciliteit) en vreest dat het rendement van investeringen in hernieuwbare productie-installaties in tussentijd sterk verlaagd zal worden. **Flux50** meent dat er – gegeven de voorgestelde invoeringsdatum van de nieuwe tariefstructuur in 2022 – nog voldoende tijd is om gegevens te verzamelen en te analyseren. **Agoria** merkt op dat de toevoeging van een ToU prikkel aan de tariefstructuur niet complex hoeft te zijn voor de klant. Met behulp van informatiesystemen en automatische aansturing kan hij de voorspelbaarheid van zijn netfactuur perfect bewaken.

M.b.t. de modaliteiten van de nieuwe ToU prikkel zijn **BBL**, **FEPEG**, **ODE**, **Techlink** en **Test-Aankoop** – conform het voorstel in de consultatietekst – voorstander van een eenvoudige, statische prikkel met duidelijke, voorspelbare en niet wijzigbare tijdsblokken. Hierbij is het belangrijk dat geen interferentie optreedt met de prijssignalen van de leveranciers, aldus **FEPEG**, of de evenwichtsproducten van Elia, volgens **ODE** en **Techlink**. **BBL**, **ODE** en **Techlink** stellen (minstens) een hoger ToU tarief voor op weekdays tussen 17u en 20u. **COGEN** heeft de voorkeur voor een klantenkeuze tussen 2 mogelijke ToU-systemen: een statisch systeem, met vaste piek- en dalmomenten enerzijds en een dynamisch, locationeel systeem anderzijds, telkens met de ToU-prikkel toegepast op de tariefdrager kWh (zie zienswijze 5 – 4.2.1.3).

Reactie VREG op zienswijze

De VREG begrijpt dat de toevoeging van een tijdsafhankelijke prikkel een middel kan zijn om de kostenreflectiviteit van de nettarieven (op allocatieniveau) te verhogen: wanneer op het moment van piekbelasting op het distributienet een hoger tarief zou worden aangerekend, worden de gerelateerde hogere kosten voor de distributienetbeheerder toegewezen aan die klanten die op dat moment effectief bijdragen aan de piek. Echter, aan de invoering van een ToU prikkel zijn ook risico's en nadelen verbonden¹⁵:

- ToU tarieven zijn zeer geschikt om bestaande algemene pieken af te vlakken, maar riskeren nieuwe lokale pieken te doen ontstaan. Pieken verplaatsen naar andere momenten lost de potentiële netproblemen niet op;
- Pieken in distributienetten treden niet altijd gelijktijdig op met de piek in het Belgische elektriciteitssysteem (d.i. de 'systeempiek'), en kunnen sterk verschillen van koppelpunt tot koppelpunt, in functie van de aangesloten belastingen en productie-installaties. Het effect van de invoering van een algemene ToU prikkel zonder locationele component zal daarom verschillend zijn en kan in bepaalde netdelen juist congestie in de hand werken;

¹⁵ Zie Bjørndalen J. en de Heer H., Effective and cost-reflective distribution tariffs – Innovative distribution tariffs that facilitate the energy transition, DNV GL, 2020.

- Een hoog ToU tarief gedurende verschillende uren – of m.a.w. een ToU prikkel met ruim gedefinieerde tijdsblokken – zet klanten mogelijk sterk aan om minder te verbruiken op momenten waarop er zich geen enkel probleem stelt voor het distributienet. Deze inspanningen zijn bijgevolg vrij inefficiënt;
- Hiernaast riskeren ToU tarieven andere, bijkomende netproblemen te creëren. Residentiële klanten zullen met zekere waarschijnlijkheid het verbruik van hun elektrische toestellen – bv. opladen elektrisch voertuig, elektrische boiler, etc. – m.b.v. slimme aansturingen opstarten, exact op het moment waarop de periode met het lagere ToU tarief aanvat. Dergelijk gedrag kan geaggregeerd tot een zeer hoge onmiddellijke netbelasting leiden. Dit kan stabiliteitsproblemen doen ontstaan, bovenop de meer ‘traditionele’ congestieproblemen.

Aan de mogelijke invoering van een ToU prikkel moet dan ook een grondige analyse voorafgaan. Omdat het distributienet op dit moment nog vrij ruim gedimensioneerd is, beschouwt de VREG de toevoeging van een tijdsafhankelijk signaal – bovenop de algemene stimulans tot rationeel netgebruik via de invoering van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager – op dit moment nog niet als urgent.

De VREG meent dat een tijdsafhankelijke prikkel met het oog op de bevoorradingszekerheid zal gegeven worden via de energiecomponent, eerder dan via de nettarieven. Vanaf 2021 zullen leveranciers producten met dynamische energieprijzen kunnen aanbieden. Zonder toevoeging van een tijdsafhankelijke prikkel moedigen de nettarieven de absorptie van energie op goedkope momenten en de injectie van energie op kritische momenten niet actief aan – en versterken ze dynamische prijssignalen dus niet – maar ze vormen ook geenszins een belemmering, conform de richtsnoeren in het Energiedecreet.¹⁶ Een ToU prikkel in de nettarieven – bepaald i.f.v. de piekbelasting op het distributienet – zal immers mogelijk op bepaalde momenten conflicteren met signalen uitgaande van de energiecomponent. De VREG wil daarom de ontwikkelingen op het vlak van dynamische energieprijzen afwachten en mogelijke interferenties met een eventuele ToU prikkel via de nettarieven verder onderzoeken.

Hiernaast wil de VREG ook de evoluties afwachten m.b.t. de ontwikkeling van een ‘markt’ voor ondersteunende diensten. Hierop zullen klanten, aangesloten op een locatie waar zich netproblemen voordoen, vrijwillig hun flexibiliteit kunnen aanbieden aan de distributienetbeheerder en hiervoor een vergoeding ontvangen. Er wordt momenteel gewerkt aan een wettelijk kader dat dit in de toekomst mogelijk moet maken¹⁷. Conform het negentiende richtsnoer¹⁸ in het Energiedecreet mogen de tarieven de deelname van vraagresponso aan dergelijke ‘markt’ niet belemmeren, net als deelname aan de markt voor evenwichtsdiensten. Ook hier moet bijgevolg rekening mee worden gehouden bij het bepalen van een geschikte ToU prikkel.

Ten slotte wil de VREG ook de effecten van de invoering van de nieuwe tariefstructuur afwachten en verder analyseren, waaronder de gedragswijzigingen van KVM en GVM klanten – ten gevolge van de invoering van een capaciteitstarief en de afschaffing van het huidig dag-/nacht-/excl. nachttarief – en de impact hiervan op de synchrone piekbelasting en de systeempiek.

Rekening houdend met bovenstaande meent de VREG dat het momenteel nog niet opportuun lijkt om een nieuwe ToU prikkel in te voeren. Door verdere analyse meent hij het risico op de introductie van een verkeerde, inefficiënte prikkel te kunnen beperken en tot een betere,

¹⁶ Art. 4.1.32, §1, 18° en 20° Energiedecreet.

¹⁷ Omzetting van Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn 2018/2001 van 11 december 2018 kaderend binnen het ‘Clean energy for all Europeans Package’.

¹⁸ Art. 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet.

eenduidige vaststelling van ToU perioden (seizoen, werk- vs. weekenddagen, piekuren,...) te kunnen komen. De VREG oppert daarom om (minstens tijdelijk) geen ToU prikkel in de tariefstructuur op te nemen, gelet op het gevaar dat een niet-onderbouwde, inefficiënte prikkel geïntroduceerd zou worden.

De VREG merkt nog op dat de ToU prikkel die hij verder zal onderzoeken in eerste instantie een algemene, statische prikkel zou betreffen: dit betekent dat voorgesteld zou worden om elke KVM klant dezelfde prikkel te geven, onafhankelijk van zijn locatie, met de ex ante bepaling van de verschillende ToU perioden en daarmee verband houdende nettarieven, ten einde de transparantie en voorspelbaarheid van het nettatarief te bewaken.

4.2.3.2 Zienswijze 15

Zienswijze	Geen ToU prikkel in de tariefstructuur
Belanghebbenden	3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting – Comeos – Gezinsbond

Samenvatting zienswijze

3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting menen dat een statische ToU prikkel – zoals de VREG in de consultatietekst voorstelt op termijn in te voeren – geen effectieve en efficiënte manier is om het distributienet te ontlasten. De piekbelasting op de verschillende distributienetten vindt niet overall in hetzelfde tijdsblok plaats en het moment wijzigt per net ook vaak van jaar tot jaar. Bovendien hebben slechts een beperkt aantal netten momenteel een synchrone piek die in de buurt komt van de maximale netcapaciteit. 3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting stellen daarom voor om – naar hun mening meer in lijn met de nieuwe relevante Europese Richtlijnen – de voorkeur te geven aan het gebruik van netondersteunende diensten om congestie of netverzwaringen te voorkomen. Netondersteunende diensten hebben het voordeel dat ze – i.t.t. een algemeen ToU-sigitaal – inzetbaar zijn énkél waar en wanneer nodig en door de competitie tussen verschillende aanbieders zullen ook steeds de goedkoopste maatregelen worden genomen. Een structurele keuze voor netondersteunende diensten vereenvoudigt bovendien de tariefstructuur.

Gezinsbond stelt dat er niet direct nood is aan een nieuwe ToU prikkel; het net is op dit moment immers ruim gedimensioneerd. Bovendien geeft de invoering van een capaciteitstarief zonder ToU prikkel al een algemene stimulans om een hoog piekverbruik te vermijden. Het lijkt Gezinsbond daarom aangewezen om een tijdsafhankelijke prikkel niet in te zetten om rationeel netgebruik aan te moedigen, maar enkel te gebruiken voor het afstemmen van vraag en aanbod van elektrische energie. Dit hoeft niet via de nettarieven, maar kan door de leveranciers via de energiecomponent. Zo blijft de energiefactuur ook begrijpelijk. Ook **Comeos** stelt zich ernstige vragen bij de complexiteit en coherentie tussen mogelijk verschillende ToU prikkels vanuit commodity- vs. nettariëfzijde.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG overweegt een ToU prikkel niet onmiddellijk in te voeren, o.a. omdat hij de evoluties op het vlak van dynamische energieprijzen en de ontwikkeling van een 'markt' voor ondersteunende diensten wil afwachten: zie reactie VREG bij zienswijze 14 (4.2.3.1).

De VREG meent pas te kunnen concluderen na verdere analyse of een statische, algemene ToU prikkel al dan niet van nut kan zijn voor de ontlasting van het distributienet en of een eenduidige en effectieve bepaling van ToU perioden mogelijk is: zie reactie VREG bij zienswijze 14 (4.2.3.1).

4.2.3.3 Zienswijze 16

Zienswijze	(Deels) behoud huidige ToU prikkel
Belanghebbenden	FEPEG – C.J.

Samenvatting zienswijze

FEPEG is voorstander om het huidig onderscheid tussen dag- vs. nachttarief in de nieuwe tariefstructuur te behouden voor klanten met een klassieke meter, voor wie volgens de consultatietekst de tarifaire aanrekening van de netkosten o.b.v. kWh zou blijven. Klassieke meterklanten met tweevoudige meter hebben hierin destijds geïnvesteerd, hebben de routine hun verbruik te verschuiven naar de avond-/nachten en dragen zo bij aan de spreiding van de avondpiek. Een afschaffing van het dag-/nachttarief lijkt FEPEG dan ook strijdig met het doel van de VREG om ook klassieke meterklanten te sensibiliseren om hun verbruik te spreiden.

C.J. pleit voor een algemeen behoud van de huidige ToU prikkel, eventueel op termijn met beperkte aanpassingen.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG overweegt om voor de 2 verschillende tariefperiodes (beter gekend als dag- en nachttarief) waarvan sprake is in het Energiebesluit¹⁹ eenzelfde hoogte van het nettatarief te hanteren. De huidige lagere nettatarieven tijdens de nachturen reflecteren immers geen lagere netkosten en zijn dus niet kostenreflectief (op allocatieniveau) in verhouding tot de tarieven tijdens de daguren. Bovendien is de huidige ToU prikkel niet afgestemd op het veranderde energielandschap met meer decentrale en weersafhankelijke productie. Zo worden klanten met een tweevoudige meter op dit moment niet aangemoedigd om elektriciteit te verbruiken op momenten dat er veel hernieuwbare energie voorhanden is. Deze vaststelling is niet verschillend voor klanten met een digitale meter vs. klanten met een klassieke meter. De VREG ziet dan ook geen onderscheid dat een verschillende behandeling tussen beiden zou kunnen rechtvaardigen.

De VREG merkt op dat de gelijkshakeling énkél de nettatarieven betreft. Het staat de leverancier vrij om verschillende energieprijzen te blijven aanbieden volgens de huidig geldende tariefperiodes.

4.2.3.4 Conclusie

De VREG blijft voorlopig bij zijn initieel standpunt. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 dan ook voor om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die naar hoogte toe gelijkgeschakeld worden.

¹⁹ Art. 3.1.36 Energiebesluit.

Afwijkend van de voorstellen in CONS-2019-02, voorziet de VREG in CONS-2020-03, specifiek als flankerende maatregel voor de huidige exclusief nachtklanten, een geleidelijk afbouwpad voor de historische korting op het Tarief Openbardienstverplichtingen (ODV): zie 4.5.2.2.

Met het oog op de eventuele introductie van een ToU prikkel in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

4.2.4 Aanrekening niet-netgebonden kosten

4.2.4.1 Zienswijze 17

Zienswijze	Geen volumegebaseerde tariefdrager voor aanrekening niet-netgebonden (distributie/transmissie)kosten
Belanghebbenden	Elia – VEB

Samenvatting zienswijze

VEB is voorstander om de niet-netgebonden kosten aan te rekenen o.b.v. een vaste term. Deze kosten worden immers niet gedreven door de afname (kWh) van klanten, maar zijn eerder vast van aard. VEB wijst erop dat een REG-prikkel in de elektriciteitsfactuur nog altijd zal behouden blijven via de kWh-gebaseerde aanrekening van de energiekost en een aantal heffingen.

M.b.t. de ODV-kosten die door Elia doorgerekend moeten worden – en die, conform de consultatietekst, ook in de nieuwe tariefstructuur o.b.v. kWh doorgerekend zullen blijven worden aan de eindklant – wijst **Elia** erop dat, gegeven de evolutie naar meer decentrale productie, de billijkheid van de verdeling van deze kosten o.b.v. kWh in vraag gesteld wordt. Is het billijk dat een prosumant minder tot deze kosten bijdraagt, ten nadele van de andere netgebruikers? Naarmate het aandeel decentrale productie nog verder toeneemt, verwacht Elia dat deze vraag steeds pertinenter zal worden.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG toont begrip voor deze zienswijze en kan de redenering volgen, maar zou zelfs verder willen gaan en stellen dat veel van deze ODV-kosten helemaal niet thuis horen in de netfactuur. Zo wijst de VREG erop dat de doorrekening van kosten van ODV's in de nettarieven slechts in overeenstemming zijn met Art. 18(1) van de Elektriciteitsverordening²⁰ voor zover de voormelde kosten geen 'ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen' zijn. Hoewel deze bepaling enige ruimte voor interpretatie laat – in het bijzonder m.b.t. de kwalificatie van het woord '(on)gerelateerde' – veroorzaken de meerderheid van de sociale- of ecologische ODV's evenwel 'ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen'. Deze kosten (bijvoorbeeld kosten voortvloeiend uit de opkoopverplichting van groenestroom- (GSC) en warmtekrachtcertificaten (WKC)) moeten aldus via een ander kanaal, zoals de algemene middelen, of desgevallend onder de vorm van een heffing op de energiefactuur worden gefinancierd.

²⁰ Verordening 2019/943 van 5 juni 2019.

De VREG beseft dat deze bepaling eerder revolutionair is voor de nettarieven. In België bestaat er immers een vaste praktijk om de nettarieven te ‘gebruiken’ als financieringsvehikel voor uitgaven allerhande (verbonden aan verplichtingen opgelegd aan de netbeheerders) die niet onderworpen zijn aan een eigen financieringsregime. Artikel 18(1) Verordening 2019/943 impliceert dat het sinds 1 januari 2020 in principe niet meer mogelijk is om ‘ongerelateerde kosten ter ondersteuning van ongerelateerde beleidsdoelstellingen’ in de distributienettarieven op te nemen. De sociale en ecologische ODV’s beogen in de regel niet (aan het distributienetbeheer) ‘gerelateerde beleidsdoelstellingen’, zodat de kosten ervan (in de regel) niet in de distributienettarieven kunnen worden doorgerekend. Meer concreet heeft, zoals reeds aangegeven, de aankoopplicht van GSC’s en WKC’s bijvoorbeeld duidelijk een (aan het distributienetbeheer) ongerelateerde beleidsdoelstelling, met name de steun voor opwekking van groene stroom en het realiseren van primaire energiebesparing via warmtekrachtkoppeling. Deze bedragen zouden dan ook uit de distributienettarieven geweerd moeten worden.

Rekening houdende met de uit bovenstaande voortvloeiende onzekerheid over de lange termijn-aanwezigheid van (het merendeel van) de ODV-kosten distributie in de netfactuur, overweegt de VREG om de huidige tariefdrager voor deze tariefcomponent voorlopig te bestendigen.

Door een verderzetting van de huidige aanrekening van de niet-netgebonden kosten (ODV – Toeslagen) o.b.v. kWh in de nieuwe tariefstructuur, blijft inmiddels ook met zekerheid een – op termijn mogelijk wel beperktere – prikkel tot energie-efficiëntie in de netfactuur gegarandeerd voor zowel GVM als KVM klanten, in lijn met wat het Energiedecreet voorschrijft.²¹ Voor KVM klanten blijft ook een REG-prikkel aanwezig in de aanrekening van de netkosten (cf. 4.2.1.5).

Voor de doorrekening van de transmissiekosten – die de distributienetbeheerders moeten betalen aan Elia – via de distributienettarieven, gaat de VREG uit van een alignering van de kostendragers met de door de CREG vastgestelde tariefstructuur van de transmissienettarieven en rekent m.a.w. die componenten o.b.v. een volumegebaseerde tariefdrager door, die ook Elia o.b.v. kWh aanrekent aan de distributienetbeheerders. Ook vanuit dit luik blijft bijgevolg nog een REG-prikkel uitgaan. Mochten in de toekomst wijzigingen optreden in de tariefdragers die Elia hanteert, dan zal de VREG dit op dat moment verder bekijken.

Conclusie

De VREG overweegt om zijn initieel standpunt te behouden. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om de huidige tariefdrager kWh te behouden voor aanrekening van de niet-netgebonden kosten distributie en het deel van de transmissiekosten dat ook door Elia o.b.v. kWh wordt aangerekend aan de distributienetbeheerders.

4.3 M.b.t. voorgestelde tariefdrager voor injectie

In het consultatiedocument werden aan de belanghebbenden volgende vragen voorgelegd:

Acht u de voorgestelde tariefdrager kWh het meest geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten of gaat uw voorkeur ernaar uit om ook hiervoor een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in te voeren?

²¹ Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet.

Indien uw voorkeur naar een capaciteitsgebaseerde tariefdrager gaat, hoe zou deze er moeten uitzien volgens u en waarom?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vragen.

4.3.1 Zienswijze 18

Zienswijze	Geen injectietarief voor kleine producenten
Belanghebbende(n)	BBL – Ecopower – FEBEG – Flux50 – Gezinsbond – ODE – Techlink – Test-Aankoop – Zonstraal – C.J. – D.D.

Samenvatting van de zienswijze

Een aantal belanghebbenden toont zich geen voorstander van een injectietarief voor KVM klanten en haalt hiertoe onderstaande argumenten aan.

BBL, Gezinsbond, ODE, Techlink, Test-Aankoop en **D.D.** wijzen erop dat de invoering van een injectietarief een negatieve impact zal hebben op het investeringsvertrouwen in hernieuwbare energie, ook wanneer dit injectietarief slechts een beperkt bedrag zou zijn. Bovenop de huidige juridische onduidelijkheid over het voortbestaan van het compensatiemechanisme bij prosumenten met een digitale meter, gelet op de hangende rechtszaken voor het Grondwettelijk Hof, zal een injectietarief volgens hen een bijkomend negatief signaal geven aan (potentiële) prosumenten en zodoende de onzekerheid m.b.t. de rendabiliteit van PV-installaties vergroten. **C.J.** meent dat een injectietarief slechts kan op voorwaarde dat de prosumant een hogere vergoeding voor zijn geïnjecteerde energie ontvangt van zijn leverancier. **FEBEG** suggereert om de bepaling van het injectietarief te laten plaatsvinden binnen een ruimer kader, dat toelaat de toekomstige business case voor een PV-klant in zijn geheel te beoordelen.

Ecopower, Gezinsbond en **Test-Aankoop** stellen dat de invoering van een injectietarief het behalen van de Vlaamse beleidsdoelstellingen m.b.t. de geïnstalleerde productiecapaciteit voor hernieuwbare energie tegen 2030, waaronder een forse verhoging van het geïnstalleerde PV-vermogen, zal bemoeilijken. Ook **FEBEG, Flux50** en **Zonstraal** identificeren dit als een belangrijk aandachtspunt bij de bepaling van het injectietarief. Flux50 oppert hierbij de vraag of de baten van de invoering van een injectietarief wel opwegen tegen de maatschappelijke kosten.

FEBEG merkt op dat niets in art. 18 (1), 2^{de} alinea van de Elektriciteitsverordening – die bepaalt dat de tariefmethodologie zodanig moet toegepast worden dat zij niet discrimineert tussen productie-eenheden aangesloten op het distributie- versus het transmissienet – zich verzet tegen een volledige afschaffing van injectietarieven, zowel op distributienet- als transmissienetniveau. FEBEG verwijst in dit opzicht naar de studie van PWC in opdracht van de VREG ([RAPP-2019-03](#)), waaruit blijkt dat de huidige nettarieven voor injectie voor grotere producenten aangesloten op het distributienet in Vlaanderen aanzienlijk hoger zijn dan in de buurlanden. **Ecopower** is van oordeel dat kleinschalige lokale productie mag bevoordeeld worden t.o.v. grootschalige centrale productie. De op het distributienet geïnjecteerde elektriciteit die elders afgenomen wordt, wordt al getarifeerd ter hoogte van het afnamepunt en Ecopower meent dat dit volstaat.

BBL, ODE en **Techlink** betwijfelen of het voorgestelde injectietarief in lijn ligt met art. 21, 2 (a) van de Hernieuwbare Energierichtlijn, waarin wordt bepaald dat de lasten op geïnjecteerde stroom door zelfverbruikers van hernieuwbare energie niet disproportioneel mogen zijn. **Zonstraal** stelt dat een injectietarief slechts verantwoord is voor de aanrekening van netkosten die effectief en uitsluitend toewijsbaar zijn aan injectie. **Zonstraal** wijst er in dit verband op dat injectie op wijkniveau eerder bijdraagt aan het oplossen van lokale netproblemen. Ook **ODE** en **Techlink** merken op dat injectie door decentrale PV-installaties slechts verwaarloosbare additionele netkosten veroorzaakt.

Gezinsbond meent dat de motivatie in de huidige tariefmethodologie 2017-2020 om geen injectietarief aan te rekenen aan prosumenten – d.i. omdat zij geen gebruik maken van een afzonderlijk toegangspunt voor injectie – in de toekomst blijft standhouden. Injectie door KVM klanten zal immers gemeten worden door dezelfde (digitale) meter, met dezelfde EAN-code, als deze voor afname.

FEPEG vraagt zich af hoe toekomstige ontwikkelingen, zoals een markt voor ondersteunende diensten – waarbij injectie in het net op bepaalde momenten gewenst zal zijn – en energiegemeenschappen – die in het Clean Energy Package worden gepromoot als oplossing om zelfafname binnen de gemeenschap te optimaliseren – zich verhouden tot het voorgestelde injectietarief. FEPEG stelt dat de invoering van een injectietarief voor kleine producenten, onafhankelijk van de uiteindelijk gekozen tariefdrager, de energietransitie – minstens – niet zal bevorderen.

Reactie VREG op de zienswijze

Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en een stimulans tot rationeel netgebruik – de belangrijkste drijfveren tot hervorming van de tariefstructuur – meent de VREG dat het opportuun is om ook een klein deel van de netkosten aan injectie te alloceren. Injectie – zowel door GVM als KVM klanten – veroorzaakt namelijk wel kosten, net zoals afname. In zijn reactie op de consultatie onderschrijft **Fluvius** dat ten gevolge van de introductie van decentrale productie op zijn netten er specifieke kosten ontstaan die kunnen worden toegewezen aan injectie.

In CONS-2019-02 wordt geen uitspraak gedaan over de hoogte noch de aard van de kosten die aan injectie toegewezen zullen worden. Dit is een onderdeel van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024. Conform het Energiedecreet²² moeten injectietarieven niet alleen de kosten maar ook de baten weerspiegelen. Er zijn namelijk ook kostenbesparingen verbonden aan gedistribueerde opwekking, zoals de directe afname van energie op het laagspanningsnet (met o.m. een daling van de netverliezen tot gevolg). Ook kan injectie op het distributienet bijdragen tot een efficiëntere werking van het net, al was het maar omdat bepaalde netinvesteringen uitgesteld of zelfs vermeden kunnen worden.

Het Energiedecreet bepaalt dat voor PV-installaties met een maximaal AC-vermogen van 10 kVA die geïnstalleerd worden vanaf 1 januari 2021, de elektrische productie die geïnjecteerd wordt op het distributienet moet worden opgekocht.²³ Prosumenten met een PV-installatie in dienst genomen uiterlijk op 31 december 2020, hebben vanaf het jaar 2021 de keuze om hun injectie al dan niet te vermarkten. Aldus zullen er vanaf dan prosumenten zijn die een contract met een

²² Art. 4.1.32, §1, 17^e Energiedecreet.

²³ Art. 15.3.5/13 Energiedecreet.

tegenpartij afgesloten hebben voor de verkoop van hun geïnjecteerde stroom en mogelijk, conform art. 4.1.2 §2 TRDE, over een apart allocatiepunt voor injectie beschikken. Net als bij de injectie door GVM klanten, is er dan ook een periodiek distributienettarief elektriciteit voor injectie van toepassing op prosumenten die hun injectie verkopen²⁴. De motivatie in de huidige tariefmethodologie 2017-2020 waarnaar Gezinsbond verwijst houdt in dat opzicht niet langer stand.

M.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake flexibiliteit en energiegemeenschappen wacht de VREG de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de Nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

4.3.2 Zienswijze 19

<i>Zienswijze</i>	Tariefdrager kWh is het meest geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten
<i>Belanghebbende(n)</i>	Agoria – Comeos – Nelectra – Unizo – S.B.

Samenvatting van de zienswijze

Comeos, Nelectra en Unizo beoordelen de tariefdrager kWh als meest geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten. Ook **Agoria** heeft geen bemerkingen op kWh als tariefdrager voor injectie maar wenst meer inzicht te krijgen in de oorsprong en omvang van de aan injectie gealloceerde kosten.

Agoria en Nelectra merken op dat de tariefdrager kWh voor injectie de klant enkel zal aanzetten tot meer zelfconsumptie wanneer het injectietarief voldoende hoog is. Als dat niet het geval is, zullen volgens Agoria aanvullende prikkels nodig zijn, zoals ToU, om zelfconsumptie te stimuleren.

Reactie VREG op de zienswijze

De argumenten aangedragen door verschillende belanghebbenden die pleiten voor de toepassing van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager (zie 4.3.3) doen de VREG overwegen dat een aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten o.b.v. capaciteit eerder dan o.b.v. kWh de meest voor de hand liggende keuze is voor zowel KVM als GVM klanten met een decentrale productie-installatie. Om de meest geschikte capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie te kunnen bepalen is volgens de VREG echter verder onderzoek nodig.

Daarom overweegt de VREG in CONS-2020-03 om, in afwachting van verdere inzichten, de huidige tariefdrager kWh te behouden tijdens de volgende reguleringsperiode voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten: zie ook reactie VREG bij zienswijze 20 (4.3.3).

²⁴ M.u.v. prosumenten met een PV-installatie in dienst genomen uiterlijk op 31 december 2020, die de keuze maakten voor een tarifiering o.b.v. werkelijke afname, overeenkomstig de bepalingen in art. 4.1.30/1 Energiedecreet. Art. 4.1.30/1 van het Energiedecreet laat geen ruimte voor de toepassing van een injectietarief aangezien de hierin verplichte tariefdragers onder de twee decretaal opgelegde tariefstructuren (i.e. (1) netto-afname én prosumentarief; (2) werkelijke afname) enkel gebaseerd mogen zijn op al dan niet geraamde afnamevolumes, in afwachting van een derde door de VREG te ontwikkelen tariefstructuur.

Over de hoogte noch de aard van de kosten die aan injectie toegewezen zullen worden wordt in CONS-2019-02 geen uitspraak gedaan: zie reactie VREG bij zienswijze 18 (4.3.1). Dit is een onderdeel van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024.

4.3.3 Zienswijze 20

<i>Zienswijze</i>	Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is het meest geschikt voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten: door integratie in de tariefdrager toegangsvermogen dan wel via de tariefdrager delta injectie- vs. afnamepiek
<i>Belanghebbende(n)</i>	3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting – ABVV – BBL – Essenscia – Febeliec – Fluvius Antwerpen – Gezinsbond – ODE – Techlink – VEB – Flux50 – Zonstraal – D.M. ₁

Samenvatting van de zienswijze

Een aantal belanghebbenden verkiezen een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie voor KVM klanten en halen hiertoe onderstaande argumenten aan.

ABVV, BBL, Essenscia, Febeliec, Ode, Techlink, VEB, Flux50, Zonstraal en **D.M.₁** wijzen erop dat de in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager kWh niet in lijn ligt met het vooropgestelde principe van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau). De netkosten worden immers in hoofdzaak gedreven door het vermogen waarop de netgebruiker een beroep doet, eerder dan zijn afname of injectie (kWh) zelf. Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager is daarom ook voor injectie het meest geschikt. **Essenscia** beklemtoont hierbij dat, aangezien de bijkomende kosten voor verzwaring van het distributienet hoofdzakelijk gerelateerd zijn aan injectie, eenzelfde stimulans tot rationeel netgebruik voor injectie als afname cruciaal is. Ook **Fluvius Antwerpen** is voorstander van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie.

Zonstraal merkt op dat een injectietarief uitgedrukt in kWh impact zal hebben op de berekening van de bandingfactor en bijgevolg via het steunmechanisme van groenestroomcertificaten aanleiding kan geven tot een extra vergoeding.

M.b.t. de keuze van capaciteitsgebaseerde tariefdrager wijzen **3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting, Essenscia, Febeliec** en **Flux50** erop dat bij de invoering van een injectietarief vermeden moet worden dat prosumanten tweemaal voor dezelfde capaciteit betalen. Prosumanten zullen via het capaciteitstarief voor afname al betalen voor een bepaalde capaciteit, i.t.t. injecterende installaties aangesloten op het hoogspanningsnet (typisch op een HEB productiesite) waarbij weinig tot geen afname is. Aangezien prosumanten deze capaciteit niet simultaan in 2 richtingen kunnen belasten, moet bij de keuze van tariefdrager voor injectie rekening worden gehouden met de capaciteit die reeds via het afnametarief wordt aangerekend. **BBL, Ode, Techlink** en **Zonstraal** merken verder op dat injectiepieken slechts in specifieke gevallen – te weten bij grote PV-installaties of op een beperkt aantal locaties met een zwak net – extra netkosten veroorzaken en het spreiden van deze kosten over alle prosumanten niet kostenreflectief zou zijn.

Essencia en **Febeliec** stellen in dat opzicht voor om – naar analogie met het voorstel voor GVM klanten in [CONS-2019-01](#) – in het geval dat de injectiepiek hoger zou zijn dan de afnamepiek, de afnamepiek af te rekenen via het capaciteitstarief voor afname en het verschil tussen de injectie- en afnamepiek als basis te gebruiken voor aanrekening van het injectietarief. Er wordt aangehaald dat een vermeende discriminatoire behandeling tussen verschillende groepen van netgebruikers (GVM vs. KVM klanten) op eenzelfde net (distributie) op die manier ook kan worden vermeden.

3E/ThInkE/70GigaWattConsulting, ABVV, BBL, Gezinsbond, Ode, Techlink, Flux50 en **VEB** menen in datzelfde opzicht dat er geen nood is aan een apart injectietarief en pleiten voor een toegangsvermogen voor afname én injectie, waarbij dat toegangsvermogen wordt bepaald door de hoogste afname- dan wel injectiepiek. Het is voor het distributienet immers niet relevant in welke richting de klant zijn gereserveerde toegangsvermogen gebruikt. Zodoende zal bij een prosumant met een overgedimensioneerde PV-installatie de injectiepiek in de zomer de basis worden voor het capaciteitstarief, eerder dan zijn afnamepiek. Voor prosumanten waarbij de injectiepiek stelselmatig onder de afnamepiek ligt, wordt de afname tarifair bepalend. **Flux50** merkt hierbij op dat ook een apart toegangsvermogen voor afname vs. injectie een mogelijkheid kan zijn.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG meent dat, vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en een stimulans tot rationeel netgebruik, de keuze voor een capaciteitsgebaseerde tariefdrager het meest voor de hand ligt. Net als bij afname, zijn de door injectie veroorzaakte kosten in hoofdzaak vermogen-gedreven. Een tariefdrager o.b.v. capaciteit zou de kostenoorzaken bijgevolg beter kunnen weerspiegelen en decentrale producenten aanzetten om het distributienet op een zo efficiënt mogelijke manier te gebruiken, om zo toekomstige netkosten uit te stellen of minstens tot een minimum te beperken.

De VREG oordeelt echter momenteel over onvoldoende informatie te beschikken om de meest geschikte capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor aanrekening van kosten aan injectie te kunnen bepalen. De VREG meent hiertoe eerst meer inzicht te moeten verwerven in de stimulans tot rationeel netgebruik uitgaande van verschillende mogelijke capaciteitsgebaseerde tariefdragers, rekening houdend met de diversiteit aan producenten (bv. klanten met een grote, zuivere productie-installatie vs. prosumanten-zelfverbruikers): d.i. de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten o.b.v. een injectiepiek (bv. de maandpiek), een 'delta piek' (bv. het verschil tussen de maandpiek injectie en de maandpiek afname, voor zover de maandpiek injectie de maandpiek afname overtreft) dan wel via een integratie in de capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor afname.

De VREG overweegt in ieder geval om eenzelfde tariefdrager voor injectie toe te passen op KVM én GVM klanten met een decentrale productie-installatie. Door voor alle klantengroepen op het distributienet eenzelfde tariefdrager voor injectie in te voeren, meent de VREG zowel een mogelijk discriminatoire behandeling als de aansluiting van productie op een ander spanningsniveau louter omwille van tarifaire redenen te vermijden.

In afwachting van verdere inzichten stelt de VREG in CONS-2020-03 voor om de huidige tariefdrager kWh te behouden tijdens de volgende reguleringsperiode voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten. Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien

een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

Verder stelt de VREG in CONS-2020-03 een injectietarief voor dat niet enkel qua tariefdrager maar ook qua hoogte uniform is over alle klantengroepen heen. De VREG meent namelijk dat het cascadeprincipe toegepast op afname voor de toewijzing van netkosten over de verschillende klantengroepen, niet toepasbaar is op injectie. Geïnjecteerde energie wordt immers vaak op hetzelfde spanningsniveau weer afgenomen én kan zelfs inverse stromen naar een hoger spanningsniveau tot gevolg hebben. Omdat de hoger gelegen distributienetten noodzakelijk zijn en de aanwezigheid van decentrale productie daar niets aan verandert, blijft het cascadeprincipe wel van toepassing op afname. De VREG overweegt in CONS-2020-03 ten slotte een uniform maximumtarief voor injectie ten einde eventuele grote prijsschokken te voorkomen in het licht van de rechtszekerheid.

4.3.4 Zienswijze 21

<i>Zienswijze</i>	De keuze voor een volume- dan wel capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten hangt af van het nagestreefde doel
<i>Belanghebbende(n)</i>	FEPEG – Fluvius

Samenvatting van de zienswijze

FEPEG meent dat de optimale keuze van tariefdrager voor injectie afhankelijk is van het vooropgestelde doel. Dit doel blijkt volgens FEPEG onvoldoende uit de consultatietekst. Als de vermelde belangrijkste drijfveren tot invoering van een capaciteitstarief voor afname – meer bepaald het verhogen van de kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en het aanzetten tot rationeel netgebruik – ook primeren bij de invoering van een injectietarief, dan ligt de keuze voor de tariefdrager kVA of kW volgens FEPEG het meest voor de hand. Heeft het injectietarief daarentegen eerder het stimuleren van synchroniteit als finaliteit, dan lijkt de tariefdrager kWh meer geschikt. De motivatie in de consultatietekst voor de keuze van de tariefdrager kWh – d.i. een alignering met de tariefdrager voor injectie van toepassing op het transmissieniveau in het licht van art. 18 (1), 2^{de} alinea van de Elektriciteitsverordening – is volgens FEPEG in ieder geval niet afdoende: deze bepaling vereist geen exact dezelfde behandeling van klanten op verschillende spanningsniveaus.

Fluvius stelt enerzijds dat vanuit het oogpunt van netinvesteringen – die capaciteitsgebonden zijn en zeker op laagspanning in grote mate richtingsonafhankelijk – een tariefmodel waarbij het toegangsvermogen voor injectie in rekening wordt genomen de beste keuze is. Enkel zo kan de problematiek van beperkte synchroniteit tussen hernieuwbare productie en afname gekoppeld worden aan rationeel netgebruik. Fluvius wijst er in dit verband ook op dat enkel een significante en kostenreflectieve bijdrage door injectie het zelfverbruik in gemeenschap zal aanmoedigen. Anderzijds gaat Fluvius akkoord dat de tariefdrager kWh een eenvoudige basis vormt voor vergelijking met injectietarieven van toepassing in andere landen, regio's en netvlakken, en zodoende toelaat om discriminatie tussen vergelijkbare productie-installaties aangesloten op verschillende spanningsniveaus uit te sluiten.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG beaamt dat, vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) en een stimulans tot rationeel netgebruik, de keuze voor een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie het meest voor de hand ligt. De VREG acht echter verder onderzoek noodzakelijk om de meest geschikte capaciteitsgebaseerde tariefdrager te kunnen bepalen: zie reactie VREG bij zienswijze 20 (4.3.3).

De VREG onderschrijft dat de keuze voor een andere tariefdrager dan de tariefdrager die Elia hanteert voor de aanrekening van transmissiekosten aan injectie, d.i. de geïnjecteerde hoeveelheid actieve energie (kWh), niet discriminatoir kan zijn in de context van art 18(1), 2^{de} alinea van de Elektriciteitsverordening, nu een dergelijk onderscheid voortvloeit uit de federale bevoegdheidsverdeling²⁵.

4.3.5 Zienswijze 22

Zienswijze	Een grotendeels volumegebaseerde en tijdsafhankelijke aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten is het meest geschikt
Belanghebbende(n)	COGEN

Samenvatting van de zienswijze

COGEN is van oordeel dat niet de injectiecapaciteit de veroorzaker van kosten is maar eerder de gelijktijdigheid van injectie. In een situatie met veel PV-installaties achter eenzelfde feeder zal een bijkomende PV-installatie volgens COGEN een grotere belasting veroorzaken dan een micro-WKK in een appartementsgebouw met een gelijkaardige capaciteit, die typisch produceert op momenten dat weinig hernieuwbare energie beschikbaar is. Eenzelfde capaciteitsgebaseerd injectietarief aanrekenen voor beide installaties staat bijgevolg niet in verhouding tot hun effectieve belasting van het distributienet. COGEN verkiest daarom – net als voor afname – een hoofdzakelijk volumegebaseerde (kWh) aanrekening van injectie met tijdsafhankelijke tariefdifferentiatie. Op momenten waarop er een overaanbod aan elektriciteit is en de elektriciteitsprijzen laag zijn, stelt COGEN, kunnen ToU prikkels klanten ontmoedigen om te injecteren en hen aanzetten tot meer zelfafname en het opslaan van (goedkope) energie in buffercapaciteit. De hieruit resulterende verhoogde afname vermindert het spanningsoverschot op het distributienet en verhoogt de waarde – en mogelijke vergoeding – van geïnjecteerde elektriciteit.

Reactie VREG op de zienswijze

²⁵ Productie-eenheden aangesloten op respectievelijk transmissie- of distributieniveau zijn namelijk geen vergelijkbare categorie. Dit is minstens het geval voor nettarieven (bepaalde kosten zijn verschillend op beide niveaus). Het discriminatieverbod vormt a priori geen obstakel voor de toepassing van verschillende regelgevingen, uitgevaardigd door verschillende bestuursniveaus. Het feit dat, in België, transmissie een federale materie is en distributie een gewestelijke materie, brengt met zich mee dat productie-eenheden aangesloten op transmissie- resp. distributieniveau alleen al doordoor niet vergelijkbaar zijn en dus anders kunnen worden behandeld. Dit werd ook zo beoordeeld door het GwH, ter validering van verschillen in behandeling van offshore windmolens (aangesloten op het transmissienet) en onshore windmolens (aangesloten op het distributienet) (GwH 193/2006 van 5 december 2006). Volgens dezelfde redenering kan de vaststelling dat de tarifiering op distributieniveau (een regionale bevoegdheid) en de tarifiering op transmissienet (een federale bevoegdheid), op zichzelf niet leiden tot een discriminatie. Zowel de VREG als de CREG maken hun eigen discretionaire beoordelingskeuzes, resp. voor de tarifiering van distributie en van transmissie.

Zie reactie VREG bij zienswijze 14 (4.2.3.1) en 4.2.3.4. m.b.t. de invoering van een ToU prikkel in de nieuwe tariefstructuur.

4.3.6 Conclusie

De VREG behoudt zijn initieel standpunt en zal in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voorstellen om de kosten toegewezen aan injectie aan te rekenen o.b.v. de tariefdrager ‘kWh’. Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.

4.4 M.b.t. voorgestelde aanpak voor klanten met klassieke meter

4.4.1 Zienswijze 23

Zienswijze	Gelijke behandeling van KVM klanten met digitale meter vs. klassieke meter
Belanghebbende(n)	Essenscia – Febeliec – Zonstraal

Samenvatting van de zienswijze

Essenscia en **Febeliec** menen dat de overstap naar een capaciteitstarief uniform moet toegepast worden voor alle distributienetgebruikers. Een verschillende behandeling van KVM klanten met klassieke meter vs. digitale meter zou de weerstand tegen de digitale meter immers enkel versterken. Een overgangsregeling voor klanten met klassieke meter moet daarom zo nauw als mogelijk aansluiten bij de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten met digitale meter en mag hun zeker geen expliciete of impliciete voordelen toekennen.

Zonstraal vraagt zich af of er geen sprake is van discriminatie bij de toepassing van een verschillende tariefstructuur voor klanten met klassieke meter vs. digitale meter. Zonstraal meent dat alle KVM klanten zich in een vergelijkbare toestand bevinden; het al dan niet hebben van een digitale meter verandert niets aan de wijze waarop deze klanten het net gebruiken. In geval van discriminatie, meent Zonstraal, kan de nieuwe tariefstructuur voor klanten met digitale meter pas ingevoerd worden nadat de uitrol werd voltooid of moeten klanten met een digitale meter de keuze krijgen tussen de 2 mogelijke tariefstructuren zolang de uitrol gaande is.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG zal in de CONS-2020-03 overwegen dat de aan de belanghebbenden voorgelegde tariefstructuur voor KVM klanten met digitale meter niet op eenzelfde manier kan toegepast worden op KVM klanten met klassieke meter omwille van de beperktere functionaliteiten van de klassieke meter. Het differentiëren van de tariefstructuur op basis van dit objectief criterium van onderscheid is naar de mening van de VREG toegestaan.

Bij gebrek aan de technische mogelijkheid tot piekregistratie, kan bij klassieke meterklanten de voorgestelde tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ (zie 4.2.2.8) niet gebruikt worden. De enige mogelijke capaciteitsgebaseerde tariefdragers voor deze klanten zijn volgens de VREG (a) het aansluitingsvermogen en (b) een berekend toegangsvermogen, o.b.v. de – wél geregistreerde – kWh afname van de klant, zoals werd voorgesteld in de consultatietekst.

Na analyse overweegt de VREG dat geen van deze tariefdragers geschikt is voor aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten met klassieke meter:

- (a) De tariefdrager aansluitingsvermogen (AV) vormt, althans in Vlaanderen, volgens de VREG geen goede indicator voor het effectief vermogen-gebruik van een klant. Door het aanzienlijk aantal overgedimensioneerde aansluitingen in Vlaanderen – het AV werd in het verleden immers vaak, al dan niet bewust, gekozen uitgaande van het voorzichtigheidsprincipe en o.b.v. een beperkt aantal discrete waarden (e.g. technische standaarden van de aansluiting, type meter, beveiliging) – wordt in praktijk momenteel geen goede correlatie vastgesteld tussen het AV van KVM klanten enerzijds en hun effectief capaciteitsgebruik anderzijds. Uit berekeningen van Fluvius o.b.v. de dataset uit de vroegere proefprojecten omtrent digitale meters blijkt de correlatie tussen de gemeten afname van de klant en zijn jaarpiek beter te zijn dan deze tussen zijn aansluitingsvermogen en zijn jaarpiek: $R^2 = 0,45$ voor netto-kWh vs. $R^2 = 0,36$ voor AV²⁶. Een overstap van de huidige tariefdrager kWh naar de tariefdrager AV zou dus eerder een achteruitgang betekenen op vlak van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau).
- (b) Ook de toepassing van de tariefdrager ‘berekend toegangsvermogen o.b.v. afname’ zou tot geen enkele verbetering op vlak van kostenreflectiviteit (op allocatieniveau) leiden t.o.v. de huidige tariefdrager kWh. Bij introductie van deze tariefdrager zou voor klanten met klassieke meter het capaciteitsgebaseerde luik van de netfactuur bovendien eerst op de ene, kWh-afhankelijke manier worden ingevuld en, na plaatsing van de digitale meter, plots op een geheel andere manier te beïnvloeden vallen. Klanten zouden bijgevolg 3 verschillende tariefdragers ervaren op een minimum van enkele maanden tot maximum 15 jaar²⁷ tijd: van de huidige aanrekening o.b.v. de volume-gebaseerde tariefdrager ‘kWh’ zouden zij overstappen naar de tariefdrager ‘berekend toegangsvermogen’ om ten slotte, na plaatsing van de digitale meter, gefactureerd te worden o.b.v. hun ‘gemiddelde maandpiek’. Dit zou de begrijpbaarheid voor de klant niet ten goede komen en zou ook de inschatting van zijn netfactuur tijdelijk kunnen bemoeilijken. Ook zouden klanten met een energiemonitoring-/beheerssysteem een tariefstructuur o.b.v. een berekend toegangsvermogen als niet billijk kunnen ervaren (wegens de afwijking t.o.v. hun reële metingen), met mogelijk betwistingen en extra kosten tot gevolg.

In het licht van bovenstaande stelt de VREG in CONS-2020-03 voor om, voor aanrekening van het Tarief Netgebruik aan KVM klanten met klassieke meter, enerzijds de tariefdrager kWh te behouden en anderzijds, ten einde maximale gelijkheid na te streven, een vaste term te introduceren gelijk aan de minimale bijdrage in de netkosten die digitale meterklanten betalen via de minimale vermogensbandbreedte vervat in de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’.

Hierbij merkt de VREG op dat KVM klanten met klassieke meter de mogelijkheid hebben om een digitale meter aan te vragen en zodoende aangerekend te worden o.b.v. de voorgestelde

²⁶ De determinatiecoëfficiënt R^2 geeft een indicatie van de mate waarin een bepaald berekeningsmodel – in dit geval ter bepaling van het TV of m.a.w. de jaarpiek o.b.v. één of meerdere inputparameters – de werkelijke data – in dit geval de jaarpiek – benadert. R^2 ligt tussen 0 en 1 waarbij $R^2 = 1$ duidt op een perfecte correlatie.

²⁷ Uitgaande van de uitrolsnelheid zoals bepaald in Art. 3.1.52, §1 en Art. 3.1.53 Energiebesluit.

tariefstructuur voor klanten met digitale meter. Gelet op dit vrije keuzerecht kan een onderscheiden tarifaire benadering bezwaarlijk als discriminatoir beschouwd worden.

4.4.2 Zienswijze 24

Zienswijze	Tariefdrager berekend toegangsvermogen (kVA) o.b.v. de voorbije jaarafname is weinig zinvol
Belanghebbende(n)	Agoria – Flux50 – FEBEG – Zonstraal

Samenvatting van de zienswijze

Volgens **Flux50** leert de ervaring dat berekende waarden tot frustratie leiden bij klanten wanneer deze niet in lijn liggen met hun perceptie. Dit leidt tot hogere kosten (klantendienst, rectificaties van facturen, ...). Bovendien beoordeelt Flux50 het voorgestelde ‘berekende toegangsvermogen’, o.b.v. de voorbije jaarafname, als onzinnig; het voorstel leidt immers niet tot een verhoogde kostenreflectiviteit en geeft geen enkele stimulans tot RNG. Om de transitieperiode met 2 verschillende tariefstructuren tot een minimum te beperken, pleit Flux50 voor een zo snel mogelijke uitrol van de digitale meter.

FEBEG ziet weinig meerwaarde in het voorgestelde ‘berekende toegangsvermogen’ t.o.v. de huidige tariefdrager kWh; zeker niet als de factuur naar de klant toe niet in €/kW wordt opgesteld.

Zonstraal meent dat vermogen en verbruik weinig verband houden met elkaar en vindt het voorgestelde ‘berekende toegangsvermogen’ daarom weinig zinvol. Bovendien meent Zonstraal dat, zolang klanten geen idee hebben van hun piekvermogen, zij onvoldoende kunnen inschatten of de tariefstructuur voor klanten met een digitale meter voor hen voordeliger zou zijn. Zonstraal verwacht dan ook dat de introductie van deze tariefdrager niet zal leiden tot extra plaatsingen van digitale meters op aanvraag. **Agoria** stelt dat een keuze voor de tariefdrager aansluitingsvermogen wél een prikkel zou geven tot aanvraag van een digitale meter en de uitrol zodoende zou versnellen.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG overweegt dat de in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager ‘berekend toegangsvermogen o.b.v. kWh afname’ niet geschikt kan zijn voor aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten met klassieke meter: zie reactie VREG bij zienswijze 23 (4.4.1).

Wat de uitrolsnelheid van de digitale meter betreft, verwijst de VREG naar het [Vlaamse regeerakkoord 2019-2024](#), dat een maximale uitrol tijdens deze legislatuur vooropstelt.

4.4.3 Conclusie

De VREG overweegt om zijn initieel standpunt bij te sturen. Daarom stelt de VREG in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om het Tarief Netgebruik aan KVM klanten met klassieke meter aan te rekenen via een vaste term (€/jaar) enerzijds en de tariefdrager ‘kWh’ anderzijds en niet o.b.v. de eerder in CONS-2019-02 voorgestelde tariefdrager ‘toegangsvermogen’, berekend o.b.v. historische afnamegegevens.

Door de introductie van een vaste term in de tariefstructuur betaalt elke KVM klant met klassieke meter – onafhankelijk van zijn effectief netgebruik – een minimale bijdrage voor het Tarief Netgebruik. De hoogte van deze bijdrage is dan gelijk aan de minimale bijdrage die KVM klanten met digitale meter betalen, via de minimale vermogensbandbreedte vervat in de tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’, en komt dus overeen met 2,50 kW x tarief €/kW_{gem MP} (zie 4.2.2.8). De VREG meent dat dit als een billijke vaste bijdrage in de netkosten beschouwd kan worden, meer specifiek aan de grotendeels historische kosten enerzijds en als verzekeringspremie voor de back-up functie van het distributienet anderzijds.

4.5 M.b.t. flankerende maatregelen

4.5.1 Maximumtarief

In het consultatiedocument werden aan de belanghebbenden volgende vragen voorgelegd:

Hoe lang acht u een maximumtarief als overgangmaatregel noodzakelijk?

Vindt u ‘meer dan een verdubbeling t.o.v. de huidige netfactuur’ een goede basis om het maximumtarief op te bepalen?

De zienswijzen hieronder werden geformuleerd als antwoord op of zijn direct gerelateerd aan deze vragen.

4.5.1.1 Zienswijze 25

Zienswijze	Goede implementatie nieuwe tariefstructuur kan maximumtarief overbodig maken
Belanghebbende(n)	Ecopower – FEBEG – Flux50 – Zonstraal

Samenvatting van de zienswijze

Ecopower meent dat een overgangmaatregel niet nodig is als gekozen zou worden voor de capaciteitsgebaseerde tariefdrager maandpiek. De klant kan zich in dat geval na een ‘dure’ maand herpakken en zo tariefschokken vermijden.

Ook **FEBEG** toont zich geen voorstander van een maximumtarief. De invoering ervan verzwakt immers het effect van de nieuwe tariefstructuur en brengt ook een bijkomende complexiteit met zich mee.

Flux50 wijst op het belang van een proactieve aanpak. Klanten moeten mogelijkheden krijgen om maatregelen te treffen alvorens een zware netfactuur er aankomt en moeten hier tijdig voor gewaarschuwd worden. Zo niet lopen deze klanten tweemaal kosten op: in eerste instantie een hogere netfactuur na invoering van de nieuwe tariefstructuur – ev. beperkt tot op de hoogte van

het maximumtarief – en vervolgens de aankoop van de juiste producten en systemen om de factuur terug te normaliseren.

Zonstraal suggereert om het aandeel netkosten aangerekend via een capaciteitsterm geleidelijk aan te verhogen tot het gewenste percentage. Dit geeft klanten meer tijd om zich aan te passen. Zodoende kunnen grote tariefschokken ook voorkomen worden.

Reactie VREG op zienswijze

Om eventuele grote tariefschokken in het licht van de rechtszekerheid te vermijden bij de overgang naar een meer capaciteitsgebaseerd nettatarief, acht de VREG een maximumtarief noodzakelijk. Hierdoor worden netfactuurstijgingen t.g.v. de invoering van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten met een digitale meter tijdelijk tot op zekere hoogte ingeperkt én krijgen klanten de ruimte om d.m.v. investeringen of gedragswijzigingen eventuele negatieve effecten op hun netfactuur in de toekomst te mitigeren.

De VREG meent dat de voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager in CONS-2020-03 – d.i. de ‘gemiddelde maandpiek’ – meer dan de initiële voorstellen in CONS-2019-02 mogelijkheden biedt voor klanten om zich snel bewust te worden van hun capaciteitsgebruik en dit indien nodig tussentijds bij te sturen. De VREG erkent dat regelmatige informatieverstrekking naar de klant toe – o.a. via het kanaal van de verplichte maandelijkse verbruiksgegevens – hiervoor wel noodzakelijk is.

4.5.1.2 Zienswijze 26

<i>Zienswijze</i>	Niet-toepassing maximumtarief op klanten met klassieke meter is discriminerend
<i>Belanghebbende(n)</i>	C.J.

Samenvatting van de zienswijze

C.J. meent dat het louter toepassen van een maximumtarief op KVM klanten met digitale meter een discriminatie inhoudt t.o.v. KVM klanten met klassieke meter.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG wijst erop dat de digitale meter meer functionaliteiten biedt dan de klassieke meter. Het differentiëren van de tariefstructuur op basis van dit objectief criterium van onderscheid is volgens de VREG dan ook mogelijk.

Hierbij merkt de VREG op dat KVM klanten met klassieke meter steeds de mogelijkheid hebben om een digitale meter aan te vragen en zodoende aangerekend te worden o.b.v. de voorgestelde tariefstructuur voor klanten met digitale meter. Gelet op dit vrije keuzerecht kan een onderscheiden tarifaire benadering naar de mening van de VREG niet als discriminatoir beschouwd worden.

4.5.1.3 Zienswijze 27

Zienswijze	Voorgestelde termijnen voor toepassing van het maximumtarief variëren van 1 tot 5 jaar
Belanghebbende(n)	Agoria – Boerenbond – Comeos – Essenscia – Fluvius – Flux50 – Gezinsbond – Nelectra – ODE – Techlink – Unizo – Zonstraal – S.B. – D.M. ₁

Samenvatting van de zienswijze

Verschillende belanghebbenden doen een voorstel m.b.t. de termijn waarover een maximumtarief zou moeten gelden. De voorstellen variëren van 1 tot 5 jaar:

- **Comeos en Unizo:** min. 1 jaar;
- **Nelectra:** max. 2 jaar;
- **Flux50 en S.B.:** 2 jaar;
- **Gezinsbond:** min. 2 jaar – voor gedragsaanpassingen – tot 4 jaar – voor investeringen;
- **Fluvius, ODE en Techlink:** min. 1 tarifaire periode;
- **Agoria:** 5 jaar;
- **Boerenbond:** tot invoering ToU prikkel – om te beletten dat bv. bedrijven in de land- en tuinbouwsector investeringen in batterijen aangaan om zomerpieken op te vangen, die na de invoering van een ToU prikkel onnodig blijken;
- **D.M.₁:** in functie van de uitrol van de digitale meter en bijhorende IT-ontwikkelingen;
- **Essenscia:** dezelfde termijn als bij GVM klanten;
- **Zonstraal:** tot alle KVM klanten over een digitale meter beschikken.

Reactie VREG op zienswijze

Rekening houdend met de reacties van de belanghebbenden stelt de VREG in CONS-2020-03 voor om een maximumtarief toe te passen vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode. De VREG beschouwt dit als een redelijke termijn om klanten de kans te geven hun gedrag aan te passen en eventueel investeringen aan te gaan in functie van de gewijzigde tariefstructuur.

Op het einde van de reguleringsperiode 2021-2024 zal de VREG met in achtneming van de voorschriften inzake rechtsbescherming beoordelen of een afschaffing dan wel verderzetting van het maximumtarief gewenst is in de daaropvolgende reguleringsperiode.

4.5.1.4 Zienswijze 28

Zienswijze	Voorgesteld uitgangspunt om de hoogte van het maximumtarief te bepalen varieert van 10% tot 100% maximale stijging t.o.v. de huidige netfactuur
------------	---

<i>Belanghebbende(n)</i>	ABVV – BBL – Boerenbond – Comeos – Essenscia – Flux50 – Fluvius – Gezinsbond – Nelectra – ODE – Techlink – Test-Aankoop – Unizo – Zonstraal
--------------------------	---

Samenvatting van de zienswijze

ABVV, BBL, Flux50, Gezinsbond en **Test-Aankoop** geven aan dat het moeilijk is een oordeel te vellen over een geschikte hoogte van het maximumtarief zonder over simulatieresultaten te beschikken. De voorstellen van belanghebbenden m.b.t. de hoogte van het maximumtarief variëren van een maximale stijging ten belope van 10% tot 100% t.o.v. de totale huidige netfactuur, als uitgangspunt om het maximumtarief te bepalen:

- **Boerenbond:** 10% of 20% stijging t.o.v. de huidige netfactuur;
- **ABVV:** 20% stijging t.o.v. de huidige netfactuur, althans voor klanten in energiearmoede;
- **Comeos:** 30% stijging t.o.v. de huidige netfactuur;
- **Unizo:** 30% of 40% stijging t.o.v. de huidige netfactuur;
- **Fluvius** en **Nelectra:** 100% stijging t.o.v. de huidige netfactuur;
- **Flux50, ODE** en **Techlink:** afhankelijk van de specifieke groep is een verdubbeling zeer veel;
- **Essenscia:** toepassing van gelijkaardige principes als bij GVM klanten.

Fluvius duidt dat 100% stijging t.o.v. de huidige netfactuur althans op basis van eerdere simulaties een geschikte basis leek om het maximumtarief op te bepalen. Fluvius stelde o.b.v. deze analyses vast dat enkel klanten die vandaag een relatief lage netfactuur (t.o.v. de gemiddelde KVM klant) betalen, deze na invoering van de nieuwe tariefstructuur mogelijk (meer dan) zien verdubbelen. Voorbeelden hiervan zijn vakantiehuisjes, gemeenschappelijke delen van appartementen, ... Fluvius merkt verder op dat het maximumtarief slechts van toepassing mag zijn op een beperkt aantal klanten; anders krijg je eerder een werkelijke aanrekening o.b.v. kWh in plaats van o.b.v. de nagestreefde kW.

Gezinsbond en **Zonstraal** zijn vragende partij om (ook) een beperking van de absolute toename van de netfactuur te voorzien. De aanvaardbaarheid van een relatieve vs. absolute toename van de netfactuur kan immers verschillen: bij een huidige lage netfactuur is een verdubbeling mogelijk toelaatbaar; bij een huidige hoge netfactuur is dat niet het geval.

ABVV, BBL, ODE en **Techlink** wijzen er ten slotte op dat het belangrijk is om klanten die onder het maximumtarief vallen te begeleiden om hun gedrag of situatie aan te passen.

Reactie op zienswijze

De VREG merkt op dat de toepassing van een maximumtarief *geen* individuele garanties biedt op een bepaalde maximale stijging van de totale netfactuur t.g.v. de invoering van de nieuwe tariefstructuur.

De VREG overweegt in CONS-2020-03 een berekeningsmethodiek voor de bepaling van de hoogte van het maximumtarief, die – naar analogie met het voorgestelde maximumtarief voor GVM klanten – volgens de resultaten van een verdere analyse²⁸ streeft naar een beperking van de

²⁸ O.b.v. de dataset gebruikt in de, in opdracht van de VREG, in 2018 opgeleverde VITO studie ‘Onderzoek naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven’ en de best mogelijke inschattingen die de VREG op dit moment kan maken.

maximale toename van de totale netfactuur van individuele KVM klanten met digitale meter na invoering van de nieuwe tariefstructuur tot 100%, tenzij het klanten betreft met een exclusief nachtverbruik of een maandpiek lager dan 2,5 kW (cf. infra). Voor exclusief nachtklanten overweegt de VREG specifieke flankerende maatregelen: zie reactie VREG bij zienswijze 30 (4.5.2.2).

Deze berekeningsmethodiek neemt als uitgangspunt een maximale toename van de totale netfactuur in 2022 met 30% voor de klanten in een representatieve steekproef die voor wat betreft de hoogte van hun naar €/kWh omgerekend globale nettatarief voor het jaar 2020²⁹ tot het 95^{ste} percentiel of hoger behoren. Hierbij wordt weliswaar het principe gerespecteerd dat elke netgebruiker een minimale vaste bijdrage in de netkosten moet leveren, gelijk aan 2,50 kW x tarief €/kW_{gem MP}, zelfs al impliceert dit een toename met meer dan 100% t.o.v. zijn huidige netfactuur. De absolute toename van de netfactuur zal in dergelijke gevallen echter relatief beperkt zijn.

De toepassing van het voorgestelde maximumtarief impliceert dat voor de jaren 2022, 2023 en 2024 (cf. reactie VREG bij zienswijze 27 (4.5.1.3)) de individuele netfactuur van alle KVM klanten met digitale meter berekend zal worden o.b.v. de voorgestelde nieuwe tariefstructuur met de capaciteitsgebaseerde tariefdrager gemiddelde maandpiek enerzijds en o.b.v. het vooraf bepaalde maximumtarief (€/kWh) anderzijds. Het laagste van beide bedragen zou hierna de netfactuur van de klant bepalen.

4.5.1.5 Conclusie

De VREG behoudt voorlopig zijn initieel standpunt om als overgangsmaatregel bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur een maximumtarief (uitgedrukt in €/kWh) te voorzien voor KVM klanten met een digitale meter. De VREG stelt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 voor om dit maximumtarief toe te passen tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode en de hoogte van het tarief voor de betreffende 3 jaren vast te leggen o.b.v. een berekeningsmethodiek die een maximale toename van de totale netfactuur met 100% nastreeft; hierbij wordt de minimale bijdrage in de netkosten door elke KVM klant wel gevrijwaard (zie 4.2.2.8) en is dit streven ondergeschikt aan het eveneens door de VREG in CONS-2020-03 voorgestelde afbouwpad voor exclusief nachtklanten (zie 4.5.2.7).

4.5.2 Impact nieuwe tariefstructuur op specifieke klantprofielen

4.5.2.1 Zienswijze 29

Zienswijze	Nood aan kwantitatieve impactanalyses
Belanghebbende(n)	ABVV – Agoria – BBL – FEBEG – Flux50 – Gezinsbond – Nelectra – ODE – Samenlevingsopbouw – Techlink – Test-Aankoop – Zonstraal – D.D.

Samenvatting van de zienswijze

Verschillende belanghebbenden vinden het beantwoorden van de vragen in de consultatietekst en een waardering van de voorliggende voorstellen moeilijk zonder te beschikken over simulatieresultaten. Om onderbouwde beleidskeuzes te kunnen maken, oordelen zij het noodzakelijk om de tarifaire impact op verschillende klantprofielen te kennen.

²⁹ Excl. meet- en teltarief en het tarief inzake reactieve energie.

Specifiek wensen de belanghebbenden meer inzicht te krijgen op de impact van de nieuwe tariefstructuur op klanten met elektrische verwarming, klanten in energie-armoede, klanten met een beperkt verbruik, klanten met een elektrisch voertuig, klanten met een warmtepomp en klanten met een hernieuwbare, decentrale productie-installatie.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG wenste in CONS-2019-02 enkel de principes van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten af te toetsen. De VREG gaf in deze consultatie geen inschatting van de tarifaire gevolgen van de nieuwe tariefstructuur voor verschillende gebruiksprofielen omdat hij van oordeel was op dat moment geen betrouwbare simulatieresultaten te kunnen voorleggen. Het te betalen periodiek nettatarief van iedere klant is naast de tariefstructuur – en dus de gekozen tariefdragers – afhankelijk van het toegelaten inkomen per distributienetbeheerder en de verdeling van het budget over de klantengroepen a.d.h.v. de verdeelsleutels. Het was op dat moment ongekend in welke zin deze elementen in de nieuwe reguleringsperiode zouden wijzigen.

De VREG begrijpt dat het voor de belanghebbenden niet eenvoudig is zich een oordeel te vormen over de voorstellen zonder cijfermateriaal. Om de belanghebbenden in staat te stellen hierover een meer oordeelkundige mening te vormen, stelt de VREG, samen met CONS-2020-03, indicatieve inschattingen van de impact van de voorgestelde tariefstructuur op een aantal gebruiksprofielen ter beschikking (cf. publieke toelichting 04/05/2020).

4.5.2.2 Zienswijze 30

<i>Zienswijze</i>	Afbouwpad voor exclusief nachtklanten
<i>Belanghebbende(n)</i>	Fluvius – Flux50 – Gezinsbond – Nelectra – ODE – Techlink – Samenlevingsopbouw

Samenvatting van de zienswijze

Gezinsbond, Nelectra en **Samenlevingsopbouw** wijzen erop dat klanten met elektrische accumulatieverwarming niet altijd technisch en financieel in staat zijn om hun verwarmingsinstallatie op korte termijn te vervangen. Sommige klanten verwarmen bovendien noodgedwongen elektrisch, bv. omdat zij huren. Een flankerende maatregel is daarom gepast. Gezinsbond vraagt om minstens een basiswarmtebehoefte betaalbaar te houden, voor woningverwarming en sanitair warm water.

Ook **Fluvius, Flux50, ODE** en **Techlink** zijn voorstander van een overgangsmaatregel voor de huidige exclusief nachtklanten. Het onmiddellijk afschaffen van de historische korting op het Tarief Openbaredienstverplichtingen (ODV) – zoals voorgesteld in de consultatietekst – betekent voor deze klanten immers een aanzienlijke toename van hun totale netfactuur, ongeacht het feit dat de bijdrage in de netkosten door de overstap naar een capaciteitstarief voor deze klanten gemiddeld afneemt. Fluvius pleit voor een stelstelmatige afbouw van het ODV voordeel over minimaal 1 tarifaire periode.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG blijft voorstander om het huidige, goedkopere exclusief nachttarief uit te faseren omdat lagere nettarieven tijdens de nachturen geen lagere netkosten impliceren en niet afgestemd zijn op het veranderde energielandschap met meer decentrale en weersafhankelijke productie.

De VREG begrijpt dat de afschaffing van de historische korting op het Tarief ODV een significante impact kan hebben op de netfactuur van exclusief nachtklanten. Vermits deze klanten door hun relatief groot verbruik typisch niet onder het maximumtarief (€/kWh) zullen vallen, beschouwt de VREG het redelijk om het historisch voordeel waarvan deze klanten vandaag genieten niet onmiddellijk maar geleidelijk af te bouwen. Zodoende krijgen deze klanten de tijd om, voor zover gewenst, over te stappen naar een energie-efficiëntere verwarmingstechnologie. De VREG past in CONS-2020-03 zijn voorstellen in die zin aan.

4.5.2.3 Zienswijze 31

Zienswijze	Geen gelijke behandeling van niet-residentiële KVM klanten vs. residentiële KVM klanten
Belanghebbende(n)	Comeos – Horeca Vlaanderen – Zonstraal

Samenvatting van de zienswijze

Comeos en Horeca Vlaanderen wijzen op een verschillend potentieel bij residentiële vs. niet-residentiële klanten om vermogenspieken te vermijden. Een moeilijk aanpasbaar piekgebruik is immers eigen aan de aard van activiteiten van KMO's in sommige sectoren: handelaars zijn gebonden aan openingsuren, horecaondernemers kennen een typisch piekgebruik tijdens de avondshift,... Een residentiële klant heeft meer flexibiliteit om zijn verbruik te spreiden dan wel te verschuiven naar andere momenten. Hij kan bv. zijn elektrisch voertuig opladen gedurende de hele nacht. In dat opzicht menen beide partijen dat een gelijke behandeling van residentiële vs. niet-residentiële KVM klanten discriminerend is: zij bevinden zich in wezenlijk verschillende omstandigheden, en moeten bijgevolg anders behandeld worden.

Zonstraal vreest omgekeerd een transfer van netkosten van niet-residentiële naar residentiële klanten. In het algemeen hebben KMO's volgens Zonstraal verhoudingsgewijs slechts een beperkt hogere capaciteit nodig dan huishoudelijke klanten maar hun verbruik is wel veel malen hoger.

Reactie VREG op zienswijze

De tariefmethodologie moet de begrippen, zoals vooropgesteld in het Energiedecreet, respecteren. Bijgevolg moet een klantengroep worden afgebakend aan de hand van één van de criteria zoals voorzien in het Energiedecreet.³⁰ Het Energiedecreet verbiedt de VREG om residentiële en niet-residentiële KVM klanten tarifair verschillend te behandelen.³¹

De VREG merkt op dat in CONS-2020-03 wordt voorgesteld om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode *geen* tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die verschillen naar hoogte toe (zie 4.2.3.4.). Het al dan niet kunnen verschuiven van een vermogenspiek naar een ander moment zal bijgevolg geen

³⁰ Art. 1.1.3, 74° /1 Energiedecreet.

³¹ De VREG stelt zich ernstige vragen bij de richtlijnconformiteit van deze decretale vereisten, omdat de decretale definitie van klantengroep de exclusieve bevoegdheid inzake tarieven en de onafhankelijkheid van de VREG beperkt.

invloed hebben op de hoogte van de netfactuur. De VREG wijst er verder op dat de impact van de invoering van een capaciteitstarief op de netfactuur sterk afhangt van de specifieke situatie van elke klant: voor klanten – zowel residentieel als niet-residentieel – met een goede benutting of hoge gebruiksduur van hun capaciteit en een relatief hoog verbruik is een tarief o.b.v. capaciteit bv. typisch voordeliger dan een tarief o.b.v. het afgenomen volume.

De VREG stelt ten slotte vast dat de voorgestelde tariefstructuur voor een gemiddelde KMO impliceert dat minder dan 40% van de huidige netfactuur – ofwel ruim 20% van de totale elektriciteitsfactuur – op basis van capaciteit zal worden aangerekend. Het kWh-gebaseerde aandeel blijft bijgevolg nog steeds substantieel.

4.5.2.4 Zienswijze 32

<i>Zienswijze</i>	Betaalbare netfactuur voor klanten in energiearmoede en klanten met beperkt verbruik
<i>Belanghebbende(n)</i>	ABVV – FEBEG – Gezinsbond – Samenlevingsopbouw – Test-Aankoop

Samenvatting van de zienswijze

ABVV beschouwt de invoering van een capaciteitstarief als een regressieve maatregel en ziet een gele vs. groene hesjes-problematiek ontstaan. Een capaciteitstarief biedt immers optimalisatiemogelijkheden aan klanten met elektrische voertuigen, thuisbatterijen en/of slimme aansturingen; doorgaans meer bemiddelde en hoog opgeleide burgers. Ook **FEBEG**, **Gezinsbond**, **Samenlevingsopbouw** en **Test-Aankoop** vrezen dat klanten in energiearmoede en klanten met een beperkt verbruik een beduidend hogere netfactuur zullen moeten betalen na invoering van de nieuwe tariefstructuur. Daarom zijn flankerende maatregelen nodig. **ABVV** merkt hierbij wel op dat het probleem van energiearmoede niet enkel kan opgelost worden binnen het kader van de nettarieven. Een ruimer beleid is hiervoor noodzakelijk.

ABVV, **Gezinsbond** en **Samenlevingsopbouw** stellen voor om een betaalbaar basisvermogen te voorzien voor elke klant. Dit kan gebeuren door creatie van een onderste vermogensschijf waarin een lager €/kVA-tarief van toepassing is dan in de hogere schijven. Om Mattheuseffecten te vermijden moet deze onderste schijf voldoende hoog zijn, zodat gezinnen die niet kunnen investeren in de meest energiezuinige of stuurbare toestellen gespaard blijven van een hoge netfactuur. **Gezinsbond** en **Samenlevingsopbouw** zijn bovendien voorstander om de niet-netgebonden kosten enkel aan te rekenen boven een bepaald basisverbruik. Dit basisverbruik is afhankelijk van de bezettingsgraad van de woning, naar analogie met de watertarieven.

Reactie VREG op de zienswijze

De VREG verkiest een €/kW-tarief boven het algemeen gebruik van vermogensschijven. Tarieven per kW-schijf hebben immers tot gevolg dat klanten bijna nooit betalen volgens hun effectief capaciteitsgebruik. Klanten met een piekvermogen bovenaan de schijf betalen minder dan de door hen veroorzaakte kosten en ervaren geen prikkels om hun piekbelasting op het net te verminderen; de daaruit voortkomende extra kosten worden doorgerekend aan de klanten met een piekvermogen onderaan de betreffende schijf.³² Vanuit het oogpunt van kostenreflectiviteit (op

³² Deze vaststelling blijkt ook uit een evaluatie van het huidig capaciteitstarief, o.b.v. aansluitingsvermogen en vermogensschijven, in Nederland (zie: Overlegtafel Energievoorziening, Belemmeringen in nettarieven, mei 2018).

allocatieniveau) en rationeel netgebruik beschouwt de VREG een €/kW-tarief daarom als meer geschikt.

De VREG stelt in CONS-2020-03 wel een minimale bijdrage in de netkosten voor, die elke KVM klant moet betalen, en integreert deze voor KVM klanten met digitale meter als een minimale vermogensbandbreedte (van 2,5 kW) in de voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager ‘gemiddeld maandpiek’ (zie 4.2.2.8). De VREG wil op deze manier verzekeren dat elke klant (weekendhuisjes, gemeenschappelijke delen, ...) bijdraagt aan de grotendeels historische netkosten; ook wil de VREG beletten dat klanten door investeringen in nieuwe technologieën – zoals batterijen of automatische vraagsturing – een eerlijke bijdrage in de kosten zouden kunnen ontlopen en wil hij m.a.w. Mattheuseffecten vermijden.

De VREG meent dat de in CONS-2020-03 voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager ‘gemiddelde maandpiek’ gezinnen kan helpen om hun netfactuur onder controle te houden: door het ontvangen van maandelijkse feedback kunnen klanten hun gedrag indien nodig snel bijsturen en verrassingen bij hun jaarlijkse eindafrekening vermijden.

Wat betreft het voorstel tot vrijstelling van de niet-netgebonden kosten i.f.v. de bezettingsgraad van een woning, verwijst de VREG naar de recente evaluatie van de tariefstructuur van de integrale waterfactuur³³, waarin wordt geconcludeerd dat ‘een verhoging van de opbrengsten uit het vastrecht door afschaffing van de korting per gedomicilieerde – de zogenoemde gezinskorting – zou leiden tot een verbetering van de kostenterugwinning van met name de (grotere) huishoudens met een laag waterverbruik’. De VREG denkt dat het noch kostenreflectief, noch billijk is om dergelijke vrijstelling te introduceren.

De VREG evalueert in een latere fase desgevallend graag de toereikendheid van de bestaande sociale flankerende maatregelen, met het oog op de potentiële impact van de nieuwe tariefstructuur op klanten in energiearmoede, en zal op dat moment ook onderzoeken of specifieke acties op bv. vlak van informatieverstrekking voor deze specifieke doelgroep opportuun zouden kunnen zijn.

4.5.2.5 Zienswijze 33

Zienswijze	Slim aansturingssysteem voor klanten met warmtepomp (of elektrisch voertuig)
Belanghebbende(n)	BBL – Comeos – FEBEG – ODE – Techlink – P.V.

Samenvatting van de zienswijze

Comeos, ODE, Techlink en **P.V.** vrezen dat klanten met een warmtepomp of elektrisch voertuig gepenaliseerd zullen worden door de invoering van de nieuwe tariefstructuur. **P.V.** duidt dat deze klanten financieel afgestraft zullen worden aangezien ze buiten de werkuren – en dus meestal in de piekuren – zullen verbruiken. Batterijen zijn hiervoor geen oplossing; er is immers geen verdienmodel voor.

BBL, FEBEG, ODE, Techlink en **Test-Aankoop** wijzen erop dat klanten met een warmtepomp (of elektrisch voertuig) vandaag nog niet beschikken over een slim aansturingssysteem. De financiële

³³ Zie <https://www.vmm.be/publicaties/evaluatie-van-de-tariefstructuur-van-de-integrale-waterfactuur>

impuls voor dergelijke systemen ontbreekt immers in de huidige tariefstructuur of energieprijnsformules en de technologie is bovendien ook nog niet altijd voorhanden. Warmtepompen kunnen echter een belangrijke netondersteunende rol spelen via hun thermische buffer. Flankerend beleid moet er dan ook voor zorgen dat mits (financiële) ondersteuning – en voor nieuwe installaties op termijn ook normering – slimme aansturingssystemen binnen eenieders bereik komen. Ook **P.V.** deelt de visie dat initiële financiële steun – via het beleid dan wel de tariefstructuur – noodzakelijk is tot het moment waarop de marktwerking dergelijke producten betaalbaar maakt.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG meent o.b.v. simulaties dat de in CONS-2020-03 aan de belanghebbenden voorgelegde tariefstructuur voor KVM klanten – net als de voorstellen in CONS-2019-02 – vaak voordeliger uitkomt voor klanten met een elektrisch voertuig en/of warmtepomp in vergelijking tot de huidige, overwegend volume-gebaseerde tariefstructuur, op voorwaarde dat zij hun netgebruik optimaliseren a.d.h.v. slimme aansturingssystemen. Zo biedt een capaciteitsgebaseerde tariefdrager een klant met elektrisch voertuig de mogelijkheid om met slimme laadinfrastructuur zijn netfactuur onder controle te houden door het laden zodanig te spreiden dat de gemeten vermogenspiek, afkomstig van het verbruik van zijn overige elektrische toestellen, niet overschreden wordt. Bij een volumegebaseerde tariefdrager kan hij dit niet en betaalt hij een netfactuur in functie van zijn (relatief grote) afname. Gelijkaardig kan een klant met warmtepomp zijn vermogen-gebruik – en bijgevolg netfactuur – optimaliseren door met een slim aansturingssysteem de warmtecompressor in te schakelen op momenten dat zijn huishoudelijke toestellen slechts een beperkt vermogen vragen en/of zijn PV-panelen elektriciteit produceren, vervolgens de gegeneerde warmte tijdelijk bufferen en daarna gebruiken op het moment waarop zijn overige elektrische toestellen samen een hoog vermogen vragen. Op deze manier bereiken deze klanten een goede benutting of hoge gebruiksduur van hun capaciteit en is een tarief o.b.v. vermogen typisch voordeliger dan een tarief o.b.v. het afgenomen volume.

De VREG merkt op dat in CONS-2020-03 wordt voorgesteld om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode *geen* naar hoogte toe verschillende tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributietarieven toe te passen (zie 4.2.3.4.) Het al dan niet kunnen verschuiven van een vermogenspiek naar een ander moment zal bijgevolg geen invloed hebben op de hoogte van de netfactuur.

Het behoort niet tot de bevoegdheid van de VREG om een eventueel flankerend beleid naar warmtepompeigenaars toe uit te werken. De VREG beperkt zich tot de rol van adviesverlener over nodige of gewenste aanpassingen van de regelgeving ter zake. De VREG verwacht wel dat de mogelijkheid tot dynamische energieprijzen vanaf 2021 en de creatie van een wettelijk kader inzake flexibiliteit een stimulans kunnen zijn voor de ontwikkeling en commercialisering van dergelijke aansturingssystemen voor de Vlaamse energiemarkt. Ook de beslissing over de nieuwe tariefstructuur kan op dat vlak een stap in de goede richting zijn.

4.5.2.6 *Zienswijze 34*

<i>Zienswijze</i>	Duidelijk investeringskader voor (potentiële) prosumenten
-------------------	---

<i>Belanghebbende(n)</i>	BBL – Flux50 – Gezinsbond – ODE – Techlink – Test-Aankoop – P.V.
--------------------------	--

Samenvatting van de zienswijze

BBL en **Test-Aankoop** stellen dat het zonder simulatieresultaten bijzonder moeilijk in te schatten is hoe de voorgestelde nieuwe tariefstructuur het terugverdienmodel van hernieuwbare energie-installaties beïnvloedt. Voorlopige simulaties van **ODE** en **Techlink** wijzen op een aanzienlijk negatieve impact: voor nieuwe PV-installaties lijkt de invoering van een capaciteitstarief de terugverdientijd met 2 jaar te verlengen – bovenop de afschaffing van de terugdraaiende teller die de terugverdientijd voor nieuwe installaties al boven 10 jaar duwt; enkel met een zelfconsumptie van 30% tot 50% bereikt de klant terug een aanvaardbare termijn. De impact lijkt genuanceerder bij bestaande PV-installaties.

De VREG argumenteert dat prosumënten door het verhogen van hun zelfconsumptie – al dan niet met behulp van automatische vraagsturing of een batterij – ook hun piekgebruik mogelijk afvlakken. **Flux50** en **Test-Aankoop** merken in dat verband op dat het niet voor elke klant haalbaar is om het verbruik naar uren van productie te verschuiven, bv. tweeverdieners die overdag uithuizig zijn. **BBL**, **Flux50**, **Test-Aankoop** en **P.V.** wijzen er m.b.t. automatische vraagsturing en batterijen op dat marktrijpe producten nog niet altijd voorhanden zijn en dit vaak aanzienlijke investeringen vergt. In het licht van het systeemevenwicht en maatschappelijke kostenefficiëntie is het, aldus **BBL**, overigens niet altijd het meest aangewezen om afstemming van productie en verbruik achter de teller na te streven.

Volgens verschillende belanghebbenden zal ook de invoering van het voorgestelde injectietarief het investeringsvertrouwen in hernieuwbare energie verslechteren: zie 4.3.1.

P.V. waarschuwt voor het mogelijk discriminerend karakter van de voorgestelde maatregelen ten aanzien van PV-eigenaars, die (soms verplicht bij nieuwbouw) bijdragen aan de energietransitie. De prosumënten worden volgens hem voorgesteld als deel van het probleem, terwijl ze juist een deel van de oplossing zijn. Ze hebben hun financiële draagkracht ingezet om mee de energietransitie mogelijk te maken, terwijl burgers met een gelijkaardige financiële draagkracht die aan de kant blijven staan, als slachtoffers worden voorgesteld van een 'oneerlijke kostenverdeling'.

BBL, **Flux50**, **Gezinsbond**, **ODE** en **Techlink** wijzen verder op de huidige onzekerheid voor prosumënten door het hangend vernietigingsberoep door de VREG tegen artikel 31 van het Decreet Digitale Meters. Ook omtrent de invoering van de decretaal voorziene terugleververgoeding voor nieuwe prosumënten is voorlopig onduidelijkheid.

Bovenstaande aspecten dragen volgens de belanghebbenden niet bij aan een goed en stabiel investeringsklimaat, noodzakelijk voor de verdere groei van duurzame energie in Vlaanderen. Dit zal aldus **ODE** en **Techlink** aanleiding geven tot een noodzaak aan bijkomende ondersteuning, via een premie of andere methode. **P.V.** verwijst in dat verband naar Nederland, waar in het kader van de afbouw van de salderingsregeling een minimum terugverdienmodel voor PV-eigenaars wordt gegarandeerd. **ODE** en **Techlink** roepen de VREG en de Vlaamse Minister van Energie daarom op te zorgen voor meer coherentie, afstemming en rechtszekerheid m.b.t. het investeringskader voor decentrale energieproductie.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG meent dat de in CONS-2020-03 aan de belanghebbenden voorgelegde capaciteitsgebaseerde tariefdrager 'gemiddelde maandpiek' en het injectietarief aangerekend o.b.v. de tariefdrager kWh verenigbaar zijn met het Energiedecreet³⁴ en de nieuwe Elektriciteitsverordening³⁵, inzonderheid met de vereisten: ii) dat 'geen negatieve prikkel tot stand worden gebracht met betrekking tot zelfproductie, zelfconsumptie of participatie in vraagrespons':

- Door hun zelfconsumptie te verhogen beïnvloeden prosumënten ook hun capaciteitsgebruik en dus het te betalen capaciteitstarief in positieve zin. Injectiepieken worden afgevlakt en door het verschuiven van hun verbruik naar momenten van productie worden mogelijk ook hun hoogste afnamepieken in bepaalde maanden afgevlakt. De VREG beschouwt de in CONS-2020-03 voorgestelde capaciteitsgebaseerde tariefdrager 'gemiddelde maandpiek' op dit vlak voordeliger voor prosumënten dan de eerder in de consultatietekst voorgestelde tariefdrager 'toegangsvermogen, automatisch bepaald o.b.v. de (rollende) jaarpiek': klanten met PV-installatie zijn niet vaak in staat hun jaarpiek, die typisch plaatsvindt op een winteravond, te verminderen d.m.v. zelfproductie; wel kunnen ze mogelijk in de zomermaanden hun maandpiek afvlakken, met een lagere 'gemiddelde maandpiek' tot gevolg.
- Ook het injectietarief o.b.v. kWh zet prosumënten aan tot meer zelfconsumptie. De VREG wijst er bovendien op dat prosumënten vanaf het jaar 2021 de mogelijkheid hebben om hun injectie te vermarkten; tegenover de tarifaire bijdrage voor injectie staat bijgevolg een vergoeding door de leverancier, net zoals dit vandaag al het geval is voor injectie door GVM klanten. In CONS-2020-03 overweegt de VREG ten slotte ook een maximumtarief voor injectie ten einde eventuele grote prijsschokken te voorkomen.

Voor wat het alluderen op subsidie- of ondersteuningsmaatregelen allerhande betreft, is de rol van de VREG beperkt tot die van adviesverlener over nodige of gewenste aanpassingen van de regelgeving ter zake. De VREG verwacht wel dat de mogelijkheid tot dynamische energieprijzen vanaf 2021 en de creatie van een wettelijk kader inzake flexibiliteit een stimulans kunnen zijn voor de ontwikkeling en commercialisering van batterijen en aansturingssystemen voor de Vlaamse markt. Ook de beslissing over de nieuwe tariefstructuur kan op dat vlak een zetje in de goede richting geven.

M.b.t. de (on)wenselijkheid van zelfconsumptie achter de teller, wacht de VREG het decretale kader inzake energiegemeenschappen en flexibiliteit – in omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen – af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

M.b.t. de mogelijke discriminatie tussen PV-eigenaars en andere netgebruikers zonder PV-panelen moet gesteld worden dat het feit dat een netgebruiker zonnepanelen heeft, niet betekent dat hij het net niet meer gebruikt, net als andere netgebruikers zonder panelen. In feite gebruikt hij het net zelfs dubbel. Hij neemt niet alleen elektriciteit af maar injecteert die ook op het net. Hij gebruikt het net dus in beide richtingen. Indien netgebruikers met PV-panelen via de periodieke distributienettarieven bevoordeeld zouden worden, doordat zij (te lage) nettarieven moeten betalen, die hun werkelijke gebruik van het net niet meer weerspiegelen waardoor hun netkosten dus onvoldoende gedekt worden, worden die kosten doorgeschoven naar andere netgebruikers

³⁴ Art. 4.1.32 §1, 17° Energiedecreet.

³⁵ Art. 18(1) Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019.

zonder dergelijke installatie, die hun periodieke distributienettarieven hierdoor zien stijgen. Prosumenten betalen dan te weinig voor de werkelijke kosten die zij veroorzaken aan het net. Die kosten worden wel degelijk gemaakt maar worden dan betaald door andere netgebruikers. Een dergelijke regeling zou een discriminatie in het leven roepen.

Het Decreet Digitale Meters van 26 april 2019³⁶ verankert de verderzetting van de compensatieregeling bij prosumenten met een digitale meter, voor zowel de nettarieven (art. 31) als alle andere componenten van de elektriciteitsfactuur (art. 42). Concreet hebben deze artikelen tot gevolg dat prosumenten, met een PV-installatie die in dienst is genomen uiterlijk op 31 december 2020, de garantie krijgen dat zij het ‘voordeel’ van de terugdraaiende teller kunnen behouden (er is een opt-out-regeling voorzien) voor een periode van 15 jaar na de indienstneming ervan. Iemand die dus op 31 december 2020 een PV-installatie in dienst zou nemen, kan, zo hij dat wenst, nog tot en met 31 december 2035 genieten van het voordeel van de terugdraaiende teller én dit voor alle componenten van zijn elektriciteitsfactuur. In zijn advies van 25 maart 2019³⁷ gaf de VREG aan dat de voormelde decretale regeling (art. 31 Decreet Digitale Meters – nieuw art. 4.1.30/1 Energiedecreet) in strijd is met de Europeesrechtelijke vereisten inzake onafhankelijkheid van de energieregulator en zijn exclusieve bevoegdheid inzake tarieven, en bovendien discriminerend is. De VREG meent dat de regeling ook niet toekomstgericht is, omdat een belangrijk deel van de prosumenten nog gedurende een lange periode onvoldoende aangemoedigd zal worden om efficiënt met het net en hun energieverbruik om te gaan. Nu het Decreet Digitale Meters inmiddels werd aangenomen en gepubliceerd, mét de bepaling die standaardtariefdragers vaststelt (art. 31), heeft de VREG op 14 november 2019 een verzoekschrift tot vernietiging van (o.a.) het voormelde artikel 31 naar het Grondwettelijk Hof verzonden. De uitkomst van het arrest van het Grondwettelijk Hof zal duidelijk moeten maken of de decretale voorschriften m.b.t. de tariefstructuur behouden blijven dan wel vernietigd worden.

Inmiddels had de VREG op 21 juni 2019 de huidige tariefmethodologie reeds gewijzigd in het licht van de komst van de digitale meter. Die tariefmethode loopt nog door tot aan het einde van het jaar 2020.³⁸ Indien er op het moment dat de VREG de tariefmethodologie voor de volgende reguleringsperiode (2021-2024) formeel zal vaststellen, nog geen arrest van het Grondwettelijk Hof uitgesproken zou zijn, zal hij zijn positie ten aanzien van de decretale tarifaire voorschriften moeten bepalen, voor wat de nieuwe reguleringsperiode betreft. Het is heel waarschijnlijk dat op de dag dat de VREG formeel beslist over de nieuwe tariefmethodologie, er nog geen uitspraak van het Grondwettelijk Hof zal zijn. Op zich hoeft dat echter niet zo problematisch te zijn. De VREG mag zijn eigen macht namelijk niet beperken. Bovendien doen de beslissingen van de VREG geen afbreuk aan de toekomstige uitoefening van zijn bevoegdheden. Het Energiedecreet voorziet bovendien expliciet in de mogelijkheid voor de regulator om de tariefmethodologie op eigen initiatief te wijzigen.³⁹ De beslissing van de VREG met betrekking tot het bepalen van de tariefmethodologie voor de nieuwe reguleringsperiode (vanaf 1 januari 2021) doet ten slotte geenszins afbreuk aan de verdere uitoefening van zijn exclusieve bevoegdheid inzake distributienettarieven.⁴⁰

³⁶ Decr.VI. 26 april 2019 tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, BS 5 juni 2019.

³⁷ Adv.VREG 25 maart 2019 (ADV-2019-01) met betrekking tot artikel 49/1 van het ontwerp van decreet tot wijziging van het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft de uitrol van digitale meters en tot wijziging van artikel 7.1.1, 7.1.2 en 7.1.5 van hetzelfde decreet, te consulteren op www.vreg.be/nl/document/adv-2019-01.

³⁸ Beslissing VREG 21 juni 2019 (BESL-2019-24) met betrekking tot de wijziging van de beslissing van de VREG van 24 augustus 2016 met betrekking tot het vaststellen van de tariefmethodologie voor elektriciteit en aardgas gedurende de reguleringsperiode 2017 (BESL-2016-09), zoals gewijzigd bij beslissingen van 6 juli 2018 (BESL-2018-23) en 20 september 2018 (BESL-2018-73), te consulteren op www.vreg.be/nl/document/besl-2019-24.

³⁹ Art. 4.1.33, § 4 Energiedecreet.

⁴⁰ Cass. 13 december 2018, C.15.0405.F/1, MER 2019, 190, noot B. Leyman, L. De Deyne en D. Van Overloop

4.5.2.7 Conclusie

De VREG wijzigt zijn initiële voorstel. De VREG overweegt in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024 een geleidelijk afbouwpad voor de historische korting op het Tarief Openbaredienstverplichtingen (ODV) voor exclusief nachtklanten, gespreid over de hele reguleringsperiode.

Bovenop het maximumtarief en deze overgangsmaatregel voor exclusief nachtklanten, overweegt de VREG in CONS-2020-03 geen andere flankerende maatregelen.

4.6 Andere zienswijzen

4.6.1 Zienswijze 35

<i>Zienswijze</i>	Gelijke behandeling van klanten met decentrale productie-installatie met een vermogen tot 30 kVA
<i>Belanghebbende(n)</i>	ODE – Techlink

Samenvatting van de zienswijze

Met het oog op de aangepaste technische voorschriften C10/11 van Synergrid, oordelen **ODE** en **Techlink** het aangewezen om klanten met een decentrale productie-installatie met een vermogen tot 30 kVA gelijk te behandelen. Daarom pleiten zij ervoor om op al deze klanten de voorgestelde tariefstructuur voor KVM klanten toe te passen en niet – zoals voorgesteld door de VREG in CONS-2019-01 en CONS-2019-02 – énkél op klanten met een productie-installatie met een vermogen tot 10 kVA.

Reactie VREG op zienswijze

De VREG stelde in CONS-2019-01 en CONS-2019-02 voor om de geconsulteerde nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten toe te passen op alle netgebruikers met een aansluitingsvermogen groter dan 56 kVA en netgebruikers met een aansluitingsvermogen kleiner dan of gelijk aan 56 kVA én een decentrale productie-installatie met een vermogen groter dan 10 kVA. De geconsulteerde nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten zou dan van toepassing zijn op alle andere netgebruikers met een aansluitingsvermogen kleiner dan of gelijk aan 56 kVA. Door deze voorstellen trachtte de VREG zoveel als mogelijk aansluiting te vinden bij de huidige opdeling tussen piekgemeten vs. niet piekgemeten klanten, zonder daarbij het onderscheid nog langer te baseren op het type meetinstallatie waarover de klant beschikt. Door de uitrol van de digitale meter worden ook de vroegere ‘niet-piekgemeten’ klanten immers geleidelijk aan ‘piekgemeten’.

Na verdere analyse wijzigt de VREG zijn initiële standpunt en stelt in CONS-2020-03 voor om het onderscheid m.b.t. de van toepassing zijnde tariefstructuur niet te baseren op het aansluitingsvermogen, noch op het vermogen van de eventuele productie-installatie. Hierdoor wordt het spanningsniveau waarop de netgebruiker is aangesloten bepalend: klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het hoog- en middenspanningsnet (Trans HS), klanten

aangesloten op het net met een nominale spanning groter dan 26 kV t/m 36 kV (> 26-36 kV), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV (26-1 kV) en klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het midden- en laagspanningsnet (Trans LS)⁴¹ vallen onder de ‘tariefstructuur voor GVM klanten’ die het onderwerp uitmaakte van CONS-2019-01; klanten aangesloten op het laagspanningsnet⁴² vallen onder de in CONS-2019-02 voorgelegde ‘tariefstructuur voor KVM klanten’.

De VREG stelde vast dat de eerder voorgestelde opdeling o.b.v. het vermogen van de productie-installatie niet in lijn zou zijn met het Energiedecreet. De tariefmethodologie moet immers de begrippen, zoals vooropgesteld in het Energiedecreet, respecteren. Bijgevolg moet een klantengroep worden afgebakend aan de hand van één van de criteria zoals voorzien in het Energiedecreet.⁴³ In het verleden beschikten decentrale productie-installaties met een vermogen groter dan 10 kVA altijd over een AMR meter. Hierdoor konden zij worden ondergebracht in de aparte klantengroep ‘piekgemeten klanten’, conform het Energiedecreet, onderscheiden o.b.v. het type meetinstallatie. Door de komst van de digitale meter is het in de toekomst echter ook mogelijk dat klanten met een aansluitingsvermogen kleiner dan of gelijk aan 56 kVA én een decentrale productie-installatie met een vermogen groter dan 10 kVA over een digitale meter i.p.v. AMR meter beschikken. Hierdoor kan het onderscheid o.b.v. type meetinstallatie niet standhouden.

Het eerder voorgestelde onderscheid o.b.v. aansluitingsvermogen werd door de VREG verlaten om de eenvoud en transparantie van de nieuwe tariefstructuur niet in het gedrang te brengen.

Samenvattend overweegt de VREG dus in CONS-2020-03 om de tarifaire behandeling van klanten met een decentrale productie-installatie niet te laten bepalen door het vermogen van hun installatie maar – net als voor alle andere netgebruikers – door het spanningsniveau waarop zij zijn aangesloten.

4.6.2 Zienswijze 36

Zienswijze	Regionaal Objectieveerbare Verschillen
Belanghebbende(n)	BBL – Fluvius Antwerpen – ODE – Techlink

Samenvatting van de zienswijze

BBL, ODE en Techlink menen dat het onderzoek m.b.t. Regionaal Objectieveerbare Verschillen (ROV’s), uitgevoerd door DNV GL in opdracht van de VREG, te grofmazig werd aangepakt. Verder onderzoek lijkt hen daarom aangewezen.

Fluvius Antwerpen stelt dat het aspect ‘densiteit’ moet verwerkt worden in de nieuwe tariefstructuur.

Reactie VREG op zienswijze

De vaststelling van eventuele ROV’s maakte geen onderdeel uit van deze consultatie en verliep via een apart traject:

⁴¹ M.u.v. prosumenten die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

⁴² Idem voetnoot 41.

⁴³ Art. 1.1.3, 74° /1 Energiedecreet.

- De VREG hield in 2018 een consultatie m.b.t. de criteria ter bepaling van ROV's bij elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders (zie [CONS-2018-03](#) en [RAPP-2018-09](#)).
- De VREG liet in 2018-2019 m.b.v. de na consultatie vastgestelde criteria een onderzoek uitvoeren door DNV GL⁴⁴ over de aanwezigheid van mogelijke ROV's bij elektriciteits- en aardgasdistributienetbeheerders in Vlaanderen. De resultaten werden op het Beleidsplatform van 30 september 2019 door DNV GL aan de belanghebbenden toegelicht. Er werden geen ROV's geïdentificeerd o.b.v. de preliminaire beoordeling aan de hand van de criteria, gebruik makende van de beschikbare gegevens.

De VREG overweegt daarom in CONS-2020-03 om geen ROV's vast te leggen voor de komende reguleringsperiode.

4.6.3 Zienswijze 37

Zienswijze	Ontwikkeling markt voor ondersteunende diensten als alternatief voor netinvesteringen
Belanghebbende(n)	3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting - BBL – FEBEG – ODE – Techlink – W.B.

Samenvatting van de zienswijze

BBL, ODE en **Techlink** wijzen erop dat naast netinvesteringen ook andere oplossingen, zoals de aankoop van ondersteunende diensten, deel moeten uitmaken van het afwegingskader van de distributienetbeheerder om specifieke netproblemen op te lossen. BBL, ODE en Techlink stellen zich de vraag hoe dit binnen het huidige tarifaire kader, met vooraf vastgelegde budgetten voor de distributienetbeheerder, kan gestimuleerd worden.

Ook **3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting** en **FEBEG** tonen zich voorstander van de ontwikkeling van een 'markt' voor ondersteunende diensten. **3E/Th!nkE/70GigaWattConsulting** wijzen erop dat de nieuwe relevante Europese Richtlijnen het gebruik van netondersteunende diensten als voorkeursoptie naar voren schuiven om congestie of netverzwaringen te voorkomen.

W.B. oppert de mogelijkheid om klanten de keuze te bieden tussen een aansluiting met 100% beschikbaarheid van zijn capaciteit vs. 'flexibele' aansluitingen waarbij de klant tijdens een moment van hoge netbelasting kan worden afgechakeld.

Reactie VREG op zienswijze

M.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake flexibiliteit wacht de VREG de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

Zie in dit verband ook onze eerdere adviezen inzake flexibiliteit: [ADV-2016-01](#) en [ADV-2017-04](#).

Er bestaat op dit moment al een regelgevend kader dat voorziet in de mogelijkheid voor producenten met een installatie o.b.v. hernieuwbare energiebronnen of een kwalitatieve WKK-installatie tot Aansluiting met Flexibele Toegang (AmFT) bij noodzakelijke netversterkingen met een

⁴⁴ https://www.vreg.be/sites/default/files/19-0990_dnv_gl_-_vreg_-_rov_-_finaal_rapport.pdf

langere doorlooptijd. De distributienetbeheerder kan in dat geval tijdelijk het geproduceerde actief vermogen van de productie-installatie beperken. Er is echter geen vergoeding voor deze zogenaamde ‘modulatie’, wat het moeilijk maakt voor de distributienetbeheerders om modulatie en netinvestering correct tegen elkaar af te wegen.

4.6.4 Zienswijze 38

Zienswijze	Capaciteitstarief mogelijk belemmering voor de levering van ondersteunende diensten
Belanghebbende(n)	Elia – FEBEG

Samenvatting van de zienswijze

Elia vestigt de aandacht erop dat het ter beschikken stellen van flexibiliteit mogelijk belemmerd wordt door de invoering van een tariefdrager o.b.v. capaciteit, met een hogere totale maatschappelijke kost tot gevolg. Omdat het door de VREG voorgestelde capaciteitstarief niet dynamisch is – en bijgevolg niet a.d.h.v. een tijdsafhankelijk tarief reflecteert op welke momenten exact de capaciteit van het distributienetwerk ontoereikend is – bestaat volgens Elia de kans dat netgebruikers ontmoedigd worden om ‘upwards flexibility’ aan te bieden. Het verhogen van hun verbruik heeft immers mogelijk tarifaire gevolgen, ook al gebeurt dit op momenten dat er geen congestie is en een hogere afnamepiek geen bijkomende kosten voor de distributienetbeheerder zou veroorzaken. Eenzelfde probleem stelt zich, in mindere mate, voor het aanbieden van ‘downwards flexibility’. Klanten worden door het voorgestelde capaciteitstarief gestimuleerd hun verbruik continue te spreiden, onafhankelijk van de effectieve netsituatie, en zullen daardoor minder geneigd zijn hun consumptie nog tijdelijk verder te verlagen (met nadien een hogere afnamepiek tot gevolg) met het oog op de levering van flexibiliteit.

Elia voorziet voor zijn rechtstreeks aangesloten klanten een uitzondering van piekvermogens die het gevolg zijn van de activatie van bepaalde evenwichtsdiensten bij de aanrekening van nettarieven via de tariefdragers jaarpiek en maandpiek. Deze werkwijze zou volgens Elia ook een oplossing kunnen bieden voor het distributienet. Een andere oplossing kan de invoering van een meer dynamische tariefstructuur zijn, waarbij de klant enkel wordt afgerekend op zijn individueel piekgebruik tijdens momenten van hoge netbelasting.

Ook **FEBEG** vraagt zich af hoe het door de VREG voorgestelde capaciteits- en injectietarief zich zullen verhouden tot de levering van ondersteunende diensten aan de distributienetbeheerder en evenwichtsdiensten aan Elia. Voor het evenwicht kunnen bv. bepaalde piekafnames of -injecties gewenst zijn op momenten van congestie op het distributienet.

Reactie VREG op zienswijze

Conform het negentiende en twintigste richtsnoer⁴⁵ in het Energiedecreet mogen de tarieven de deelname van vraagresponso aan de markt voor evenwichtsdiensten en een mogelijk toekomstige ‘markt’ voor ondersteunende diensten niet belemmeren.

De VREG overweegt na analyse om, specifiek voor opslaginstallaties die worden ingezet als ondersteunende dienst voor het transmissienetbeheer, een regeling op te nemen in CONS-2020-

⁴⁵ Art. 4.1.32, §1, 19° en 20° Energiedecreet.

03 waarbij in de tarifaire afrekening geen rekening wordt gehouden met de geregistreerde kwartiervermogens (kW) tijdens de kwartieren waarbinnen de transmissienetbeheerder een activatie- of controletest op de opslaginstallatie uitvoerde. Bij deze testen kan immers de beschikbaarheid van de aangeboden maximale capaciteit worden gecontroleerd, met een hoog piekgebruik tot gevolg. Deze kortstondige pieken kunnen een belangrijke impact hebben op het te betalen capaciteitsstarief en worden in dat opzicht door de VREG als een mogelijke belemmering beschouwd voor het inzetten van opslagsystemen voor systeemdiensten. Met het oog op het twintigste richtsnoer in het Energiedecreet stelt de VREG daarom voor deze pieken vanaf 2021 uit te zonderen bij de bepaling van het capaciteitsgebaseerd luik van de netfactuur.

Wat betreft de suggestie tot uitzondering van piekvermogens die het gevolg zijn van de activatie van ondersteunende diensten is de VREG van mening dat netgebruikers de eventuele tarifaire impact van deze activatie kunnen meenemen in hun prijszetting bij het aanbieden van hun diensten. De VREG ziet op dit vlak daarom geen strijdigheid met het negentiende en twintigste richtsnoer in het Energiedecreet. De VREG overweegt in dit kader dan ook geen uitzonderingsmaatregel op te nemen in CONS-2020-03.

Wat betreft de suggestie tot invoering van een meer dynamische tariefstructuur: zie reactie VREG bij zienswijze 14 (4.2.3.1).

Ten slotte merkt de VREG op dat hij m.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake flexibiliteit de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen⁴⁶ afwacht. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

4.6.5 Zienswijze 39

<i>Zienswijze</i>	Nood aan een aparte tarifaire behandeling voor energiegemeenschappen
<i>Belanghebbende(n)</i>	BBL – FEBEG – Fluvius – Flux50 – Gezinsbond – ODE – Techlink – Test-Aankoop – W.B.

Samenvatting van de zienswijze

Verschillende belanghebbenden betreuren dat de consultatietekst zich beperkt tot een tarifiering op individueel aansluitingsniveau en wijzen, in het licht van de nieuwe Europese Richtlijnen, op de noodzaak van een aparte definitie en tarifaire behandeling voor energiegemeenschappen.

BBL, ODE, Techlink en W.B. menen in dit verband dat de focus op individueel zelfverbruik meer en meer achterhaald is. De huidige en voorgestelde nieuwe tariefstructuur beperken zodoende de rendabiliteit van PV-investeringen tot wat nodig is om het eigen verbruik te dekken. Veel dakoppervlak blijft hierdoor onbenut.

Gezinsbond en W.B. merken op dat de voorgestelde nieuwe tariefstructuur mogelijk de plaatsing van thuisbatterijen stimuleert terwijl volgens hen batterijen op wijkniveau efficiënter en veiliger zouden zijn.

⁴⁶ Omzetting van Richtlijn 2019/944 van 5 juni 2019 en Richtlijn 2018/2001 van 11 december 2018 kaderend binnen het 'Clean energy for all Europeans Package'.

Reactie VREG op zienswijze

M.b.t. toekomstige ontwikkelingen inzake energiegemeenschappen wacht de VREG de decretale omzetting van de Vierde Elektriciteitsrichtlijn en de nieuwe Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen af. Eventuele voorstellen tot wijziging van de Tariefmethodologie 2021-2024 ten gevolge hiervan zullen deel uitmaken van een latere, aparte consultatie.

Zie in dit verband ook onze recente consultatie hieromtrent: [CONS-2019-05](#).

4.6.6 Zienswijze 40

Zienswijze	Bezorgdheid over begrijpbaarheid en voorspelbaarheid energiefactuur
Belanghebbende(n)	Comeos – FEBEG – Gezinsbond – Samenlevingsopbouw – Test-Aankoop – Zonstraal – C.J.

Samenvatting van de zienswijze

Comeos, Gezinsbond, Samenlevingsopbouw en **Test-Aankoop** tonen zich bezorgd om een toenemende onduidelijkheid van de energiefactuur t.g.v. de invoering van de voorgestelde nieuwe tariefstructuur. **FEBEG** wijst erop dat verder moet bekeken worden welke elementen exact op de energiefactuur moeten verschijnen.

FEBEG en **Test-Aankoop** stellen dat bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur aandacht moet besteed worden aan de voorspelbaarheid van de netfactuur. **Test-Aankoop** meent dat de inschatting van de netfactuur voor het merendeel van de klanten in het begin moeilijk zal zijn. KVM klanten zijn immers nog niet vertrouwd met het begrip capaciteit en zijn zich niet bewust welke gedragswijziging tot een factuurverlaging kan leiden. **FEBEG** merkt op dat potentiële nieuwe klanten van een leverancier hun vereiste capaciteit vaak niet accuraat zullen kunnen inschatten. Dit kan mogelijk leiden tot een minder gepaste hoogte van de voorschotfacturen en verrassingen bij de eindafrekening, met klantenontevredenheid en/of wanbetalingen als mogelijk gevolg. Ook bestaat het risico dat verschillende prijsvergelijkers andere resultaten zullen opleveren, bij gebrek aan standaard parameters.

Zonstraal en **C.J.** vragen zich af welke informatie de klant zal ontvangen – via de digitale meter en/of via andere kanalen – en stellen dat het niet de bedoeling kan zijn dat elke klant zich genoodzaakt voelt te investeren in een vermogensmonitoringssysteem.

Reactie VREG op zienswijze

Na de vaststelling van de tariefmethodologie 2021-2024 overweegt de VREG een overlegtraject op te starten met de sector met als doel de klant samen optimaal voor te bereiden en het nodig draagvlak te creëren; een gepaste informatieverstrekking aan zowel GVM als KVM klanten zal hierin zeker aan bod komen.

5 Wijzigingen na consultatie

5.1 Gewijzigde en meer gespecificeerde standpunten VREG n.a.v. reacties op CONS-2019-02

De VREG ontving een aantal zienswijzen op het consultatiedocument CONS-2019-02 van 5 september 2019 met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting.

De gewijzigde en/of meer gespecificeerde standpunten van de VREG na deze consultatie zijn de volgende:

- De VREG overweegt in CONS-2020-03 om de aanrekening van de netkosten distributie aan KVM klanten met digitale meter⁴⁷ uit te voeren volgens het tariefmodel '75% capaciteit – 25% kWh'. I.t.t. de voorstellingswijze in CONS-2019-02, omvat de tariefcomponent Netgebruik in de voorstellen in CONS-2020-03 niet enkel de netkosten distributie, maar ook de transmissiekosten m.b.t. het beheer en de ontwikkeling van de (transmissie)netwerkinfrastructuur – d.i. het aandeel van de transmissiekosten dat conform het voorstel in CONS-2019-02 via een capaciteitsgebaseerde tariefdrager zal worden doorgerekend. Dit resulteert in de voorstellen in CONS-2020-03 in een procentuele verdeling '80% capaciteit – 20% kWh' van toepassing op het globale budget (distributie én transmissie) voor de tariefcomponent Netgebruik.
- De VREG stelt in CONS-2020-03 voor om de – voor 80% – capaciteitsgebaseerde aanrekening van het Tarief Netgebruik aan KVM klanten met digitale meter uit te voeren o.b.v. de tariefdrager 'gemiddelde maandpiek (kW)' en niet o.b.v. de eerder in CONS-2019-02 voorgestelde tariefdrager 'toegangsvermogen', automatisch bepaald o.b.v. de (rollende) jaarpiek. Deze 'gemiddelde maandpiek' zal berekend worden als het rollend gemiddelde van de 12 laatste maandpieken afname waarbij, in geval een maandpiek kleiner is dan 2,5 kW, voor de betreffende maand een minimumwaarde van 2,5 kW in rekening wordt genomen.
- De VREG stelt in CONS-2020-03 voor om vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot het einde van de reguleringsperiode tijdsafhankelijke elektriciteitsdistributienettarieven toe te passen die naar hoogte toe gelijkgeschakeld worden – dit zowel bij GVM als KVM klanten. Met het oog op de eventuele introductie van een ToU prikkel in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.
- Met het oog op de eventuele introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor injectie in de navolgende reguleringsperiode, overweegt de VREG in CONS-2020-03 bovendien een verplichting voor de distributienetbeheerder tot oplevering van een studie hierover aan de VREG tegen 01/01/2024.
- De VREG stelt in CONS-2020-03 voor om het Tarief Netgebruik aan KVM klanten met klassieke meter aan te rekenen via een vaste term (€/jaar) enerzijds en de tariefdrager 'kWh' anderzijds en niet o.b.v. de eerder in CONS-2019-02 voorgestelde tariefdrager 'toegangsvermogen', berekend o.b.v. historische afnamegegevens.

⁴⁷ M.u.v. prosumanten met digitale meter die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

- De VREG overweegt in CONS-2020-03 een geleidelijk afbouwpad voor de historische korting op het Tarief Openbaredienstverplichtingen (ODV) voor exclusief nachtklanten, gespreid over de hele reguleringsperiode.
- De VREG overweegt in CONS-2020-03 om een maximumtarief (uitgedrukt in €/kWh) toe te passen op KVM klanten met digitale meter vanaf het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur tot aan het einde van de nieuwe reguleringsperiode en de hoogte van het tarief voor de betreffende 3 jaren vast te leggen o.b.v. een berekeningsmethodiek die een maximale toename van de totale netfactuur met 100% nastreeft; hierbij wordt de minimale bijdrage in de netkosten door elke KVM klant wel gevrijwaard en is dit streven ondergeschikt aan het eveneens door de VREG voorgestelde afbouwpad voor exclusief nachtklanten. De VREG stelt in CONS-2020-03 eveneens een maximumtarief voor injectie voor, waarvan de hoogte wordt bepaald volgens een analoge berekeningsmethodiek.
- DE VREG stelt in CONS-2020-03 voor om het onderscheid m.b.t. de van toepassing zijnde tariefstructuur niet te baseren op het aansluitingsvermogen, noch op het vermogen van de eventuele productie-installatie. Hierdoor wordt het spanningsniveau waarop de netgebruiker is aangesloten bepalend: klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het hoog- en middenspanningsnet (Trans HS), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning groter dan 26 kV t/m 36 kV (> 26-36 kV), klanten aangesloten op het net met een nominale spanning tussen 26 en 1 kV (26-1 kV) en klanten rechtstreeks aangesloten op een transformator tussen het midden- en laagspanningsnet (Trans LS)⁴⁸ vallen onder de ‘tariefstructuur voor GVM klanten’ die het onderwerp uitmaakte van CONS-2019-01; klanten aangesloten op het laagspanningsnet⁴⁹ vallen onder de in CONS-2019-02 voorgelegde ‘tariefstructuur voor KVM klanten’.

5.2 Opname in CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024

De voorgestelde nieuwe tariefstructuur vanaf 2022 werd ingevoegd in par. 11 van CONS-2020-03 inzake de tariefmethodologie 2021-2024.

⁴⁸ M.u.v. prosumanten die onderhevig zijn aan de in art. 4.1.30/1 Energiedecreet opgelegde tariefstructuur.

⁴⁹ Idem voetnoot 41.