

Consultatiedocument

van de VREG van 5/09/2019

met betrekking tot de vaststelling van de tariefstructuur periodieke

distributenettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting

ONDERWERP VAN DE CONSULTATIE

We houden een consultatie over een voorstel tot vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting met als doel dit voorstel, na verwerking van de reacties op voorliggende consultatie, te integreren en waar nodig verder te concretiseren in de tariefmethodologie 2021-20XX.

CONSULTATIETERMIJN

Deze consultatie loopt van 05/09/2019 tot en met 16/10/2019.

DOELGROEP

Distributienetgebruikers;
Distributienetbeheerders;
Alle andere belanghebbenden.

REACTIES

Reacties op deze consultatie worden verwacht op het e-mailadres tarieven@vreg.be. Gelieve steeds uw volledige naam en adres te vermelden.

MEER INFORMATIE?

Voor meer informatie over het verloop van de consultatie en de inhoud van het consultatiedocument kan u contact opnemen met Leen Vandezande via het algemeen nummer 1700 (kies 3 'andere vraag') of via tarieven@vreg.be.

Inhoudsopgave

1	Onderwerp van de consultatie	4
1.1	Traject voorafgaand aan deze consultatie	5
2	Huidige tariefstructuur voor KVM klanten	6
3	Motivatie tot herziening van de tariefstructuur	9
3.1	Bevoegdheid van de regulator inzake de vaststelling van de tariefstructuur.....	9
3.2	Introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager	10
3.3	Beoordelingskader tot vaststelling van de tariefstructuur	11
3.3.1	Beoordelingscriteria	13
3.3.2	Categorisatie van beoordelingscriteria.....	18
4	Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten	18
4.1	Selectie van potentiële tariefmodellen voor afname	19
4.1.1	Gemeenschappelijke uitgangspunten bij alle geselecteerde tariefmodellen.....	19
4.1.2	Geselecteerde tariefmodellen voor aanrekening netgebonden kosten	20
4.2	Beoordeling van potentiële tariefmodellen voor afname	23
4.2.1	Categorie ‘kosten’	23
4.2.1.1	<i>Beoordeling</i>	23
4.2.1.2	<i>Samenvatting</i>	24
4.2.2	Categorie ‘aanvaardbaarheid’	25
4.2.2.1	<i>Beoordeling</i>	25
4.2.2.2	<i>Samenvatting</i>	27
4.2.3	Categorie ‘toekomstbestendigheid’	28
4.2.3.1	<i>Beoordeling</i>	28
4.2.3.2	<i>Samenvatting</i>	30
4.3	Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor afname en toepassingsmodaliteiten.....	31
4.3.1	Instelling van het toegangsvermogen.....	33
4.3.2	Toevoeging van een ToU prikkel.....	35
4.4	Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor injectie.....	36
4.5	Voorgestelde aanpak tijdens transitieperiode met digitale en klassieke meters	36
5	Flankerende maatregelen	37

1 Onderwerp van de consultatie

We houden een consultatie over een voorstel tot vaststelling van de tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting, vanaf 2022. Het voorstel vertrekt van de bestaande tariefstructuur en herzielt deze gedeeltelijk.

De algemene **tariefstructuur**, de tariefdragers¹ en de klantengroepen zijn onderdelen van de tariefmethodologie die door de VREG wordt vastgesteld.² De tariefstructuur bepaalt op welke manier het door de VREG vastgelegde toegelaten inkomen van de distributienetbeheerder – en het hieruit volgende door de netbeheerder per tariefcomponent toegewezen budget aan de verschillende klantengroepen – wordt aangerekend aan de verschillende distributienetgebruikers binnen elke klantengroep.³ De tariefstructuur deelt de distributienetgebruikers op in klantengroepen⁴, legt de zogenaamde tariefdragers (kWh, kW, kVA, ...) vast en beïnvloedt zodoende hoeveel elke netgebruiker binnen een bepaalde klantengroep aan nettarieven betaalt.

De voorliggende consultatie handelt enkel over de tariefstructuur van de **periodieke distributienettarieven**. Dit zijn de nettarieven die periodiek (jaarlijks) worden aangerekend aan de distributienetgebruikers, i.t.t. de niet-periodieke distributienettarieven, die éénmalig worden aangerekend voor de aansluiting op het distributienet. De voorstellen opgenomen in deze consultatie betreffen de afname en injectie van **elektriciteit**.

Het toepassingsgebied van de wijzigingen voorgesteld in deze consultatie beperkt zich tot **klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting**⁵, hierna kortweg aangeduid als 'KVM klanten'. Deze klanten beschikken vandaag standaard over een klassieke Ferrarimeter en zijn niet-piekgemeten, maar gegeven de vooropgestelde uitrol van digitale meters⁶ – met mogelijkheid tot registratie van het piekvermogen – zal deze situatie wijzigen. Ook de tariefstructuur voor klanten met een grootverbruiksmeterinrichting⁷ en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10 kVA ('GVM-klanten') wensen we te herzien, maar de voorstellen hiertoe maken deel uit van een eerdere consultatie⁸.

¹ Het begrip 'tariefdrager' wordt in art. 1.1.3, 115°/1/1 Energiedecreet gedefinieerd als een 'objectieve, meetbare eenheid waarop een distributienettarief berekend wordt'.

² Art. 4.1.31, §3, 2° Energiedecreet.

³ Tarieven moeten proportioneel en **niet-discriminerend** zijn (art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet). Het verbod om netgebruikers te discrimineren verzet zich er echter niet tegen dat categorieën van netgebruikers op verschillende wijze worden behandeld indien voldaan is aan drie voorwaarden: er moet sprake zijn van (1) een objectief en pertinent onderscheid, (2) een geoorloofd doel en (3) een evenredige verhouding tussen de maatregel en het nagestreefde doel (zie bv. GwH 28 februari 2013, nr. 24/2013, B.3.2).

⁴ De (her)indeling van verschillende categorieën van netgebruikers in klantengroepen moet gebeuren conform de definitie van 'klantengroep' in art. 1.1.3, 74°/1 Energiedecreet. Nieuwe klantengroepen moeten ingepast kunnen worden in deze decretale definitie.

⁵ Conform art. 1.1.1, §2, 61°/1 en 61°/2 Energiebesluit, te interpreteren als 'een meetinrichting waarmee een meting elektriciteit bij een elektriciteitsdistributienetgebruiker met een aansluitingsvermogen onder 56 kVA wordt uitgevoerd'.

⁶ Art. 3.1.52, §1 en art. 3.1.53 Energiebesluit.

⁷ Conform de ontwerp tekst Technisch Reglement Distributie Elektriciteit (hierna 'TRDE') opgenomen in [CONS-2018-06](#) inzake de herziening van het TRDE en TRDG, te interpreteren als 'een meetinrichting waarmee een meting elektriciteit bij een elektriciteitsdistributienetgebruiker met een aansluitingsvermogen groter of gelijk aan 56 kVA wordt uitgevoerd'.

⁸ Zie [CONS-2019-01](#). Het bijhorende consultatieverslag zullen we dit najaar, samen met het verslag over voorliggende consultatie, publiceren. Het toepassingsgebied van de voorgestelde tariefstructuur voor GVM klanten omvat (a) alle klanten met een aansluitingsvermogen ≥ 56 kVA en (b) alle klanten met een aansluitingsvermogen < 56 kVA én een productie-eenheid met maximaal AC-vermogen > 10 kVA.

We zullen de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten invoeren op 1 januari 2022. We zullen de voorliggende voorstellen, na verwerking van de reacties op deze consultatie, integreren – en waar nodig verder te concretiseren – in de tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-20XX die, conform de procedure voor het opstellen van de tariefmethodologie bepaald in het Energiedecreet, opnieuw ter overleg met de distributienetbeheerders en consultatie van de belanghebbenden zal worden voorgelegd.⁹ We zullen daarbij verwijzen naar de al verrichte consultaties en zo nodig motiveren met mededeling van of verwijzing naar vroegere werkzaamheden.¹⁰

We wensen met deze consultatie de principes van de nieuwe tariefstructuur net als concrete voorstellen tot wijziging van de huidige tariefdragers af te toetsen. Het Energiedecreet geeft de VREG een ruime discretionaire bevoegdheid om tariefdragers vast te stellen, voor zover deze objectief en meetbaar zijn¹¹. De verdeelsleutels gehanteerd door de distributienetbeheerders voor de toewijzing van het budget per tariefcomponent over de klantengroepen maken geen voorwerp uit van de consultatie.

Vermits de distributienettarieven een afspiegeling van de werkelijke kosten moeten zijn¹², heeft een verlaging van de tarieven bij sommige netgebruikers, ten gevolge van een nieuwe tariefstructuur, in aanwezigheid van dezelfde kosten voor de distributienetbeheerders tot gevolg dat anderen hogere tarieven zullen betalen.

Elke opmerking, zienswijze of voorstel aangaande voorliggende consultatietekst is welkom als reactie op deze consultatie. Bijkomend zijn in de tekst enkele specifieke vragen opgenomen waarover we in het bijzonder uw standpunt zouden willen kennen.

1.1 Traject voorafgaand aan deze consultatie

Deze consultatie maakt deel uit van een langer lopend traject, gestart in juni 2016 met de publicatie van [CONS-2016-05](#). Met deze eerste consultatie wensten we het draagvlak voor een capaciteitstarief, zowel bij GVM als KVM klanten¹³, en de basisprincipes van een eventuele tariefstructuurhervorming af te toetsen. Gevolg gevend aan de reacties op de consultatie en de diverse bezorgdheden, startten we in 2017 aparte trajecten op voor de piekgemeten bedrijven of GVM klanten enerzijds en de (althans tot recent) niet-piekgemeten gezinnen en kleine bedrijven of KVM klanten anderzijds.

Voor de gezinnen en kleine bedrijven wezen we in april 2017 een studie toe aan de onderzoeksinstelling VITO. Deze studie werd inhoudelijk opgevolgd door een stuurgroep¹⁴ en de resultaten werden meerdere keren tussentijds besproken met een ruim belanghebbendenforum.

⁹ Art. 4.1.31, §1 en 2 Energiedecreet.

¹⁰ Indien belanghebbenden in de aanloop naar de nieuwe tariefmethodologie over de tariefstructuur bezwaren formuleren, zullen wij hier uiteraard op antwoorden (art. 4.1.31, §2 Energiedecreet). We zullen onze beslissingen ook volledig motiveren en alle relevante stukken publiceren (art. 4.1.31, §4 Energiedecreet).

¹¹ Deze vereisten vloeien overigens ook voort uit de beginselen van gelijkheid, niet-discriminatie en transparantie.

¹² Art. 4.1.32, § 1, 5° Energiedecreet – d.w.z. de kosten van de distributienetbeheerder globaal gezien moeten dekken – Brussel, 25 maart 2015.

¹³ Destijds respectievelijk aangeduid als piekgemeten klanten en niet-piekgemeten klanten.

¹⁴ Tot deze stuurgroep behoorden ACV, Bond Beter Leefmilieu, ex-Eandis, FEBEG, Flux50, Gezinsbond, ex-Infrac, 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.

Begin 2018 stelde VITO zijn eindrapport¹⁵ voor en formuleerde hierin concrete aanbevelingen tot vaststelling van een toekomstbestendige tariefstructuur voor KVM klanten, hierbij een duidelijk onderscheid makend tussen klanten met enerzijds een digitale en anderzijds een klassieke meter.

Sindsdien voerde Fluvius op onze vraag verschillende simulaties¹⁶ en data-analyses uit, in navolging van én naar analogie met de simulaties die werden voorbereid ter ondersteuning van de discussies in de expertengroepen m.b.t. de tariefstructuur voor GVM klanten en de totstandkoming van de hieruit resulterende voorstellen in [CONS-2019-01](#). Ook wisselden we informatie uit met collega-regulators in verschillende andere EU-landen over hun ervaringen met en/of plannen tot hervorming van de tariefstructuur voor gezinnen en kleine bedrijven.

De voorstellen in voorliggende consultatie kwamen tot stand rekening houdende met de reacties op onze eerste consultatie, de aanbevelingen in het VITO-eindrapport, de voorstellen in onze recente consultatie over de tariefstructuur voor GVM klanten, ‘best practices’ en ‘lessons learnt’ uit het buitenland.

2 Huidige tariefstructuur voor KVM klanten

Om de voorstellen tot wijziging van de tariefstructuur – beschreven in Sectie 4 – goed te kunnen kaderen, lichten we de huidige tariefstructuur voor KVM klanten beknopt toe.

Al naargelang ze aangesloten zijn op het laagspanningsnet (het merendeel) dan wel rechtstreeks op een transformator tussen het midden- en laagspanningsnet, behoren KVM klanten tot de klantengroep *LS* of *Trans LS*¹⁷. Netgebruikers aangesloten op het laagspanningsnet, met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kVA en waarbij de afgenomen en geïnjecteerde hoeveelheden elektrische energie gecompenseerd worden, behoren tot de aparte klantengroep *Prosumenten met terugdraaiende teller* (TT). Prosumenten waarbij de afgenomen en geïnjecteerde hoeveelheden elektrische energie apart geregistreerd én niet gecompenseerd worden, ressorteren daarentegen logischerwijs onder de klantengroep *LS* of *Trans LS*.¹⁸

De tariefstructuur voor KVM klanten is vandaag overwegend volume-gebaseerd (kWh).

De huidige tariefcomponenten en tariefdragers voor KVM klanten worden weergegeven in Tabel 1.

¹⁵ VITO – EnergyVille, in opdracht van VREG (2018). *Onderzoek naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven*, [finaal rapport](#)

¹⁶ De hiertoe door Fluvius gebruikte dataset bevatte kwartierwaarden van ± 20.000 (vorige generatie) digitale elektriciteitsmeters, geplaatst in de context van de eerdere proefprojecten omtrent digitale meters, voor het jaar 2016.

¹⁷ Tot de klantengroep *Trans LS* behoren zowel KVM als GVM klanten. Voor GVM klanten verwijzen we naar het voorstel van tariefstructuur opgenomen in [CONS-2019-01](#). Vermits *Trans LS* klanten bij aansluiting al een relatief grote bijdrage hebben geleverd in verhouding tot *LS* klanten, zal een specifieke behandeling van de klantengroep *Trans LS* ook in de voorgestelde nieuwe tariefstructuur mogelijk aangewezen zijn.

¹⁸ Tariefmethodologie 2017-2020, par. 6.2.1. M.b.t. de wijze van aanrekening van de distributienettarieven aan prosumenten na plaatsing van een digitale meter, zie specifiek de via [BESL-2019-24](#) toegevoegde par. 6.3.1.1.1.2.

Tabel 1: Huidige tariefcomponenten en tariefdragers voor KVM klanten

	TARIEFCOMPONENT	TARIEFDRAGER	
		LS – Trans LS – Prosumenten met TT ¹⁹	Prosumenten met TT ²⁰
NETGEBONDEN TARIEVEN	Tarief gebruik van het net		
	Onderschreven & bijkomend vermogen	€/kWh	€/kW _{omvormer}
	Systeemdiensten	€/kWh	€/kW _{omvormer}
	Meet- & telactiviteit	€/jaar	
	Tarief ondersteunende diensten		
	Netverliezen	€/kWh	€/kW _{omvormer}
	Tarief ODV	€/kWh	€/kW _{omvormer}
	Toeslagen	€/kWh	€/kW _{omvormer}
	Doorrekening transmissiekosten	€/kWh	€/kW _{omvormer}

DISTRIBUTIENETTARIEF VOOR AFNAME

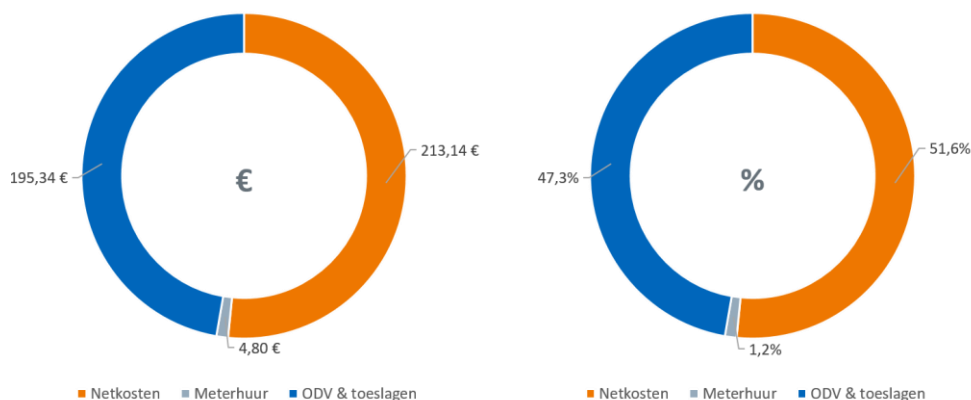
We beklemtonen hierbij eerst het onderscheid tussen netgebonden vs. niet-netgebonden tarieven. Deze consultatie legt zich hoofdzakelijk toe op een herziening van de structuur van de netgebonden tariefcomponenten, m.a.w. die tariefcomponenten waaraan kosten toegewezen worden die effectief gerelateerd zijn aan het beheer van het net. Voor de niet-netgebonden tariefcomponenten *Tarief openbaardienstverplichtingen* (ODV) en *Toeslagen*²¹ stellen we voor om de betrokken kosten ook in de toekomst maximaal in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh) te blijven aanrekenen (cf. Sectie 4). De netgebonden tarieven vertegenwoordigen vandaag slechts een ruime helft van de totale distributienettarief van een gemiddeld gezin (Figuur 1).²²

¹⁹ Voor wat hun netto-afname (= bruto-afname – injectie) betreft.

²⁰ In de vorm van het zogenaamd ‘prosumententarief’. Noteer dat alle tariefcomponenten die o.b.v. de tariefdrager kW_{omvormer} worden aangerekend als één integraal bedrag op de netfactuur verschijnen, niet per component.

²¹ Deze toeslagen omvatten de kosten van niet-gekapitaliseerde pensioenen en de belastingen of andere bedragen die geheven worden door publieke overheden en die door de distributienetbeheerder verschuldigd zijn maar waarvan een derde de financiële last draagt.

²² Noteer dat de distributiekosten slechts een onderdeel uitmaken van de totale elektriciteitsfactuur. In januari 2019 bedroeg de totale elektriciteitsfactuur voor een gemiddeld gezin 985€; de distributienettarieven vertegenwoordigden 41% van dit totaalbedrag (zie VREG [website](#)).



Figuur 1: Samenstelling distributienettarieven 2019 – Gezin met 3.500 kWh afname en tweevoudige meter

Prosumenten met terugdraaiende teller betalen – aanvullend op de €/kWh-tarieven aangerekend o.b.v. hun jaarlijkse netto-afname – het zogenaamde *Prosumententarief*, een capaciteitstarief in functie van het maximaal AC-vermogen van de omvormer van hun PV-installatie of generator, uitgedrukt in €/kW_{omvormer}. Dit tarief omvat kosten gerelateerd aan alle hierboven vermelde tariefcomponenten, uitgezonderd het *Tarief meet- & telactiviteit*. De allocatie van kosten aan deze klantengroep vindt plaats uitgaande van een raming van de gecompenseerde (niet-gemeten) afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh).

De huidige tariefstructuur bevat een optionele tijdsgebonden of zogenaamde Time-of-Use (ToU) prikkel. KVM klanten hebben, voor wat de volume-gebaseerde tarieven betreft, de keuze uit een enkelvoudig of tweevoudig (dag/nacht) uurtarief, al dan niet in combinatie met een uitsluitend nachttarief.

DISTRIBUTIENETTARIEF VOOR INJECTIE

In de huidige tariefstructuur voor KVM klanten wordt geen nettarieftarief voor injectie aangerekend aan prosumenten omdat zij geen gebruik maken van een afzonderlijk toegangspunt voor injectie.²³

DOORREKENING TRANSMISSIEKOSTEN

De kosten voor het gebruik van het transmissienet worden vandaag door de distributienetbeheerder doorgerekend aan KVM klanten in de klantengroepen LS en Trans LS op basis van de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh)²⁴ en aan prosumenten met terugdraaiende teller via het prosumententarieftarief (kW_{omvormer})²⁵.

Elia rekent in zijn facturatie aan de distributienetbeheerders de kosten toegewezen aan de tariefcomponent *Beheer & ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur* aan via een capaciteitsgebaseerde tariefdrager (kW). Alle andere kosten²⁶ worden door Elia verrekend in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh), m.u.v. de kosten vervat in het *Tarief*

²³ Tariefmethodologie 2017-2020, par. 6.3.1.1.2.

²⁴ Zonder toepassing van onderscheiden dag-/nacht-/uitsluitend nachttarieven.

²⁵ Excl. de federale bijdrage.

²⁶ Toegewezen aan de tariefcomponenten *Tarief voor beheer van het elektrisch systeem, Tarief voor vermogensreserve en blackstart, Tarief voor marktintegratie* en *Toeslagen*.

voor de aanvullende afname van reactieve energie, die in functie van de afgenomen hoeveelheid reactieve energie (kVArh) worden gefactureerd.

3 Motivatie tot herziening van de tariefstructuur

In deze sectie lichten we onze drijfveren tot wijziging van de huidige tariefstructuur toe en verduidelijken en categoriseren we de criteria en randvoorwaarden die we in beschouwing nemen bij de analyse van mogelijke tariefmodellen in Sectie 4.

3.1 Bevoegdheid van de regulator inzake de vaststelling van de tariefstructuur

De regulator is inzake distributienettarieven bevoegd om een bepaald beleid te voeren. Dit vloeit onder meer voort uit de Derde Elektriciteitsrichtlijn²⁷. De beleidsmarge volgt uit een aantal toegekende tarifaire bevoegdheden, maar bijvoorbeeld ook uit de mogelijkheid om stimulansen toe te kennen²⁸.

De richtsnoeren ter opstelling van de tariefmethodologie, zoals opgesomd in artikel 4.1.32, §1 van het Energiedecreet, bevestigen dat de uitoefening van de tarifaire bevoegdheid beleidskeuzes inhoudt, en een discretionaire beoordeling mogelijk maken. Aan de regulator wordt de ruimte gelaten om een eigen beleid te voeren en daarvoor aangepaste criteria te kiezen.²⁹ Het Energiedecreet bepaalt daarbij dat de VREG zijn tariefbevoegdheid uitoefent, rekening houdend met het algemene energiebeleid zoals gedefinieerd op Europees, federaal en gewestelijk niveau.³⁰

De decreetgever mag geen welbepaalde manier van toewijzing van kosten opleggen aan de regulator. Die keuze behoort tot de beleidsmarge van de regulator bij de uitoefening van zijn exclusieve bevoegdheid inzake tarieven. Die exclusieve bevoegdheid van de regulator om de tariefstructuur te wijzigen werd uitdrukkelijk bevestigd door de decreetgever zelf in de memorie van toelichting bij het decreet van 27 november 2015 houdende diverse bepalingen inzake energie:

‘De regulator is immers vrij om al dan niet een capaciteitstarief in te voeren, maar als zij [sic] daartoe beslist, dan moeten bij de invoering van een dergelijk capaciteitstarief die tarieven rekening houden met regionaal objectieerbare verschillen.’^{31,32}

²⁷ Zie bv. art. 36 en 37 Richtlijn 2009/72/EG van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit.

²⁸ Zie bv. de artikelen 36, a), b), d), e), f) en g) alsook de artikelen 37.1.a), 37.6, a) en b) en 37.8 van de Derde Elektriciteitsrichtlijn.

²⁹ Een niet-discriminerende en transparante toewijzing van de kosten is daarbij wel vereist. Daarnaast bepaalt art. 4.1.32, §1, 21° Energiedecreet dat de tarieven bij de invoering van een capaciteitstarief rekening houden met regionaal objectieerbare verschillen.

³⁰ Art. 4.1.30, §2 Energiedecreet.

³¹ VI. Parl., doc. 461(2014-2015) - Nr. 1, p. 13 en p. 32.

³² Ten einde de regionaal objectieerbare verschillen (ROV) bij de distributienetbeheerders te kunnen identificeren, laten we momenteel een studie uitvoeren. We consulteren in dit kader in het voorbije jaar ([CONS-2018-03](#)) een voorstel van criteria waarmee ROV's in de Vlaamse distributienetten kunnen geïdentificeerd worden en publiceerden het daarbij horende verslag ([RAPP-2018-09](#)). In 2019 wordt deze studie afgerond. We zullen vervolgens onderzoeken of en in welke mate we met de ROV's kunnen rekening houden in de nieuwe tariefmethodologie en eventueel ook bij de wijze van vaststellen van het toegelaten inkomen van de netbeheerder.

Door de recente invoering van een decretale bepaling die de tariefdragers voor de distributienettarieven van prosumenten vaststelt³³ spreekt de decreetgever zichzelf tegen. Met het artikel 31 van het decreet digitale meters voert de decreetgever zelf een tariefstructuur in voor een welomschreven groep van distributienetgebruikers. We menen dat dit artikel in strijd is met de Europeesrechtelijke vereisten inzake onafhankelijkheid van de energieregulator en zijn exclusieve bevoegdheid inzake tarieven.³⁴ We zijn daarnaast o.a. ook van mening dat de regeling de non-discriminatietoets niet zal doorstaan. We dienen een vernietigingsberoep in bij het Grondwettelijk Hof tegen de invoering van deze bepaling.

3.2 Introductie van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager

Bij het dimensioneren van zijn netten houdt de distributienetbeheerder rekening met de verwachte vermogenuitwisselingen van zijn netgebruikers in een beperkt geografisch gebied en hun algehele gelijktijdigheid. Deze combinatie resulteert in een maximaal toekomstig gelijktijdig vermogen (hierna aangeduid als 'systeempiek') waarop de netbeheerder zijn investeringen in kabels en elementen in distributiecabines afstemt. De kosten gerelateerd aan deze historische netinvesteringen³⁵ maken het merendeel van de netgebonden kosten van de distributienetbeheerder uit.

Ondanks de vaststelling dat de netgebonden kosten in hoofdzaak gedreven worden door het vermogen waarop de netgebruiker een beroep doet – eerder dan zijn afname of injectie zelf – vertalen de kosten veroorzaakt door een individueel toegenomen piekvermogen zich met de huidige volume-gebaseerde tariefdrager kWh niet in een hogere netfactuur. De KVM klant³⁶ wordt hierdoor niet aangezet tot rationeel gebruik van de netinfrastructuur.

Door de transitie naar een decentraal, CO₂-arm energiesysteem verwachten we in de komende jaren een gestage groei van decentrale productie o.b.v. hernieuwbare energiebronnen – gekenmerkt door een weersafhankelijke eerder dan vraag-gestuurde productie – en een evolutie in elektrificatie door een toename van elektrisch vervoer en warmtepompen. Indien geen maatregelen worden genomen, zullen deze ontwikkelingen aanleiding geven tot een toename in (onvoorspelbaar) gebruik van het net, met hogere dan vandaag gebruikelijke piekbelastingen en een grotere algehele gelijktijdigheid. Als gevolg hiervan kunnen zich belangrijke nieuwe netinvesteringen opdringen.

Omwille van het verband tussen het vermogengebruik van de netgebruikers en de netgebonden kosten, net als het vooruitzicht dat dit verband in de toekomst alleen maar belangrijker zal worden, oordelen we dat het aangewezen is om voor aanrekening van deze kosten een capaciteitsgebaseerde tariefdrager te introduceren in de tariefstructuur voor KVM klanten. Deze tariefdrager moet de kosten beter alloceren aan de klant die deze effectief veroorzaakt (heeft) en hem in de toekomst aanzetten tot een betere benutting van de beschikbare netcapaciteit. De digitale meter – met mogelijkheid tot energiemeting gedurende korte periodes tot en met piekregistratie – biedt hiervoor de mogelijkheden in tegenstelling tot de klassieke meter en laat toe andere capaciteitsgebaseerde tariefdragers dan het aansluitingsvermogen van een klant te

³³ Art. 4.1.30/1 Energiedecreet, ingevoerd via art. 31 van het decreet digitale meters (BS 5 juni 2019).

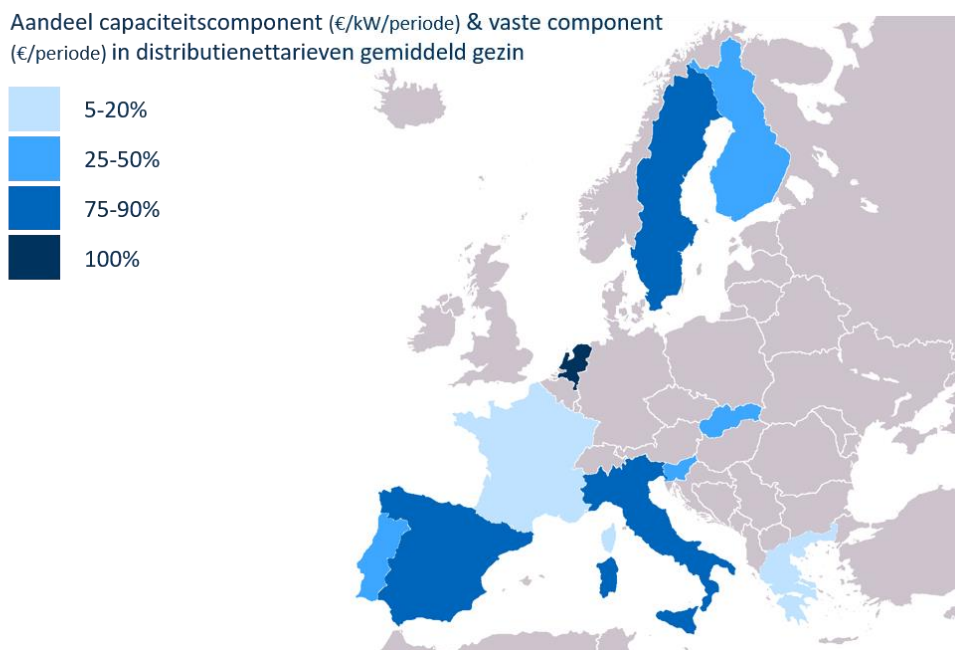
³⁴ In ons advies van 25 maart 2019 ([ADV-2019-01](#)) gingen we al op omstandige wijze in op de vraag waarom we tegen deze bepaling gekant zijn.

³⁵ Afschrijvingen en kapitaalkosten maken ongeveer 2/3^{de} van de endogene kosten van de distributienetbeheerders uit.

³⁶ De huidige tariefstructuur voor GVM klanten bevat wél al een capaciteitsterm (jaarpiek) voor aanrekening van *een deel* van de netgebonden kosten. In [CONS-2019-01](#) stellen we voor om in de toekomst *alle* netgebonden kosten te verrekenen o.b.v. capaciteitsgebaseerde tariefdragers.

overwegen. In het licht van bovenstaande stellen we in Sectie 4 een selectie van potentiële tariefmodellen voor.

Ook elders in Europa blijkt de tariefstructuur voor gezinnen en kleine bedrijven nog vaak hoofdzakelijk volume-gebaseerd. Figuur 2 biedt een overzicht van de EU-landen waarbij een capaciteitscomponent vandaag al deel uitmaakt van de tariefstructuur. In het licht van de energietransitie en de potentiële impact hiervan op de netkosten alsook de financieringsbasis van de distributienetbeheerders³⁷, overwegen steeds meer landen de invoering van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager of een verhoging van het capaciteitsaandeel in de tariefstructuur.



Figuur 2: EU-landen met capaciteitsterm in de tariefstructuur voor gezinnen en kleine bedrijven³⁸

3.3 Beoordelingskader tot vaststelling van de tariefstructuur

Zoals beschreven in bovenstaande sectie vormt het streven naar een tariefstructuur die de kostendrijvers beter reflecteert en de netgebruiker aanzet tot rationeel netgebruik onze **drijfveer** tot herziening van de tariefstructuur.

Het beoordelingskader tot vaststelling van de tariefstructuur bouwen we op uit acht criteria. Hierbij laten we ons leiden door de eerder recent gepubliceerde CEER richtsnoeren voor goede praktijken

³⁷ Volume-gebaseerde tarieven worden vaak als problematisch ervaren in dit kader. Nieuwe technologieën (PV en batterijen) maken het voor netgebruikers mogelijk hun netafhankelijkheid te verminderen en kWh-tarieven te ontwijken. Zodoende dragen deze netgebruikers niet langer bij tot kosten die ze historisch effectief mee veroorzaakt hebben, met een oneerlijke kostenverdeling – over de resterende netgebruikers – en een risico op een steeds verder dalende financieringsbasis van de netbeheerder (de zogenaamde ‘death spiral’) tot gevolg. In Vlaanderen speelt deze problematiek vandaag minder gegeven het bestaan van het prosumentarief, maar vormt het wel een belangrijk aandachtspunt bij de vaststelling van de toekomstige tariefstructuur.

³⁸ Vrij naar AF-Mercados, REF-E & Indra, in opdracht van DG Energy (2015). *Study on tariff design for distribution systems*, final report. De intensiteit van de kleuren weerspiegelt het aandeel van de totale netfactuur van een gemiddeld gezin (3.500 kW afname – 6 kW piekvermogen) dat wordt aangerekend o.b.v. een capaciteitsgebaseerde en – voor zover van toepassing – vaste tariefdrager.

voor de ontwikkeling van distributienettarieven³⁹. In dit rapport worden zeven sleutelprincipes⁴⁰ onderscheiden die een kader bieden waarin distributienettarieven moeten worden beoordeeld. Bovenop deze basisprincipes achten we de potentiële impact van een tariefstructuur op het Vlaamse energiebeleid een relevant en noodzakelijk criterium om tot een allesomvattend beoordelingskader te komen.⁴¹

De tariefstructuur moet aan een aantal **randvoorwaarden** voldoen. Randvoorwaarden voor de regulator bij het ontwerp van de tariefstructuur zijn alle relevante wettelijke bepalingen inzake distributienettarieven in de Europese, federale dan wel Vlaamse wetgeving.

Het Energiedecreet stelt een reeks richtsnoeren voorop die de VREG in acht moet nemen bij het opstellen van de tariefmethodologie (incl. de tariefstructuur), waaronder de richtsnoeren van volledigheid en transparantie, uniformiteit, niet-discriminerend en proportioneel karakter, prijs-kwaliteitverhouding, net als het bevorderen van rationeel energie- en netgebruik en het vraagzijdebeheer. Ook het richtsnoer dat bepaalt dat de tarieven bij de invoering van een capaciteitstarief rekening houden met regionaal objectiveerbare verschillen is ter zake relevant⁴².

Uit het Energiedecreet volgt dat de VREG zijn tariefbevoegdheid moet uitoefenen om een stabiele en voorzienbare regulering te bevorderen.⁴³ Hij moet rekening houden met het algemene energiebeleid zoals gedefinieerd op Europees, federaal en gewestelijk niveau.⁴⁴

Voor wat de vigerende Europese regelgeving betreft, denken we in het bijzonder aan de Derde Elektriciteitsrichtlijn⁴⁵, de Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen⁴⁶ en de Energie-efficiëntierichtlijn⁴⁷. Een ‘Europese Richtlijn’ is een rechtshandeling die een bepaald doel vastlegt voor alle EU-landen. De lidstaten mogen zelf de wetgeving vaststellen om dat doel te bereiken. Tenzij er aangevoerd – en bewezen – wordt dat de federale/gewestelijke wetgevers de geldende Europese Richtlijnen niet deugdelijk in de interne rechtsorde geïmplementeerd hebben, maakt een schending van een ‘Europese Richtlijn’ geen ontvankelijk middel uit.⁴⁸ Daarom stellen we in dit consultatiedocument de bepalingen van het Energiedecreet als randvoorwaarden voorop.

³⁹ CEER (2017). *Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice*

⁴⁰ Deze 7 sleutelprincipes zijn een opfrissing en herschikking van de wereldwijd gekende 10 beginselen van Bonbright voor een ideaal tariefontwerp (Bonbright James C. et al. (1988). *Principles of Public Utility Tariffs*).

⁴¹ Ook in de VITO studie werd een beoordelingskader opgesteld o.b.v. de 7 CEER principes en een gelijkaardig additioneel criterium ‘duurzaamheid’. Hiernaast voegde VITO nog een 9^{de} criterium ‘verdelende rechtvaardigheid’ toe, waarin de tarifaire impact van de nieuwe tariefstructuur op individuele netgebruikers in beschouwing werd genomen. Zoals al eerder vermeld nemen wij in deze consultatie geen inschatting op van de tarifaire gevolgen van de nieuwe tariefstructuur voor verschillende gebruiksprofielen. Wél bekijken we onder het criterium ‘voorspelbaarheid’ (cf. infra) het algemene risico op extreme prijsschokken bij elk tariefmodel en bespreken we in Sectie 5 de noodzaak van flankerende maatregelen om dergelijke schokken te mitigeren.

⁴² In elk geval lijkt dit richtsnoer het gebruik van capaciteitsgebaseerde tariefdragers niet uit te sluiten, maar noodzaakt het wel een voorafgaande analyse (die zou kunnen besluiten dat er al dan niet ROV's zijn, die al dan niet tot een verschillende behandeling moeten leiden).

⁴³ Art. 4.1.30, §1 Energiedecreet.

⁴⁴ Art. 4.1.30, §2 Energiedecreet.

⁴⁵ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG.

⁴⁶ Richtlijn 2009/28/EG van 23 april 2009 van het Europees Parlement en de Raad ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG.

⁴⁷ Richtlijn 2012/27/EU van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2012 betreffende energie-efficiëntie, tot wijziging van Richtlijnen 2009/125/EG en 2010/30/EU en houdende intrekking van de Richtlijnen 2004/8/EG en 2006/32/EG.

⁴⁸ Brussel 10 april 2019, nr. 2019/2340, *onuitg.*

In de toekomst zal de relevante (om te zetten) Europese regelgeving die kadert binnen het 'Clean energy for all Europeans package'⁴⁹ ook tot deze randvoorwaarden behoren. De toekomstige Europese Elektriciteitsverordening zal vanaf 1 januari 2020 rechtstreeks van toepassing zijn in alle lidstaten van de EU, wat betekent dat zij rechtstreeks recht schept in die EU-lidstaten, zonder dat nationale instanties daarvoor iets hoeven te doen.

In Sectie 3.3.1 hieronder tonen we aan dat de verschillende criteria van ons beoordelingskader fungeren binnen de *huidige* randvoorwaarden, d.w.z. de huidige bepalingen van het Energiedecreet.

Hiernaast zijn er andere verwachtingen waaraan een tariefstructuur in meer of mindere mate kan voldoen en waarin de regulator bijgevolg **keuzes** kan maken. De verschillende criteria van het beoordelingskader vormen een goed handvat om deze keuzes te prioriteren en ten opzichte van elkaar af te wegen bij het ontwerpen van een tariefstructuur.

3.3.1 Beoordelingscriteria

Volgend uit bovenstaande lijsten we hieronder de acht criteria van ons beoordelingskader op. Per criterium trachten we de hieraan gerelateerde randvoorwaarden in kaart te brengen om op deze manier te identificeren op welke vlakken een zekere keuze- of beoordelingsmarge aanwezig is.

KOSTENREFLECTIEF

Interpretatie

- **Tariefdragers o.b.v. kostendrijvers:** de tarieven alloceren de kosten aan de netgebruiker die deze effectief veroorzaakt (heeft).
- **Rationeel netgebruik (RNG):** de tarieven zetten de netgebruiker aan om de beschikbare netcapaciteit optimaal te benutten. Zodoende bevatten de tarieven een stimulans om toekomstige netkosten te vermijden.

Gerelateerde randvoorwaarden

- Art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven niet-discriminerend en **proportioneel** moeten zijn.
- Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet stelt dat de tarieven een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover die overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit. Het principe van kostenreflectiviteit bij tariefregulering bestaat juridisch gezien momenteel enkel voor de verhouding tussen de tarieven en de achterliggende kosten, en niet voor de allocatie van de kosten aan de netgebruikers.⁵⁰ De kostenreflectiviteit van de tarieven moet in die juridisch bindende betekenis globaal worden beoordeeld (cf. infra: 'kostendekkend'), en niet o.b.v. het tarief dat elke categorie van netgebruikers betaalt.⁵¹ Het

⁴⁹ Toekomstige Elektriciteitsverordening (van toepassing vanaf 01/01/20), Elektriciteitsrichtlijn (om te zetten tegen 31/12/20) en Richtlijn Hernieuwbare Energiebronnen (om te zetten tegen 30/06/21).

⁵⁰ Brussel 25 maart 2015, nr. 2013/AR/1274, § 90 e.v.

⁵¹ 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 toekomstige 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 nettatarieven onderworpen mogen worden die de kosten niet weerspiegelen.

kan niet aangenomen worden dat er een één-op-één verhouding moet bestaan tussen de kosten van het netwerk en de inkomsten uit de tarieven.⁵²

- Art. 4.1.32, §1, 6° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven ertoe strekken een juist evenwicht te bieden tussen de kwaliteit van de gepresteerde diensten en de prijzen die door de netgebruikers worden betaald.
- Art. 4.1.32, §1, 15° Energiedecreet bepaalt dat de tariefmethodologie de netbeheerders aanmoedigt om hun efficiëntie te verbeteren.
- Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet bepaalt dat de structuur van de tarieven het rationeel gebruik van de infrastructuur moet bevorderen.
- Art. 4.1.32, §1, 17° en 18° Energiedecreet bepalen dat de tarieven de kostenvoordelen in distributienetten moeten weerspiegelen die mogelijk voortvloeien uit de aansluiting van hernieuwbare energiebronnen (HEB) en decentrale productie én die behaald worden vanuit vraagresponsmaatregelen.

Conclusie: deels randvoorwaarde – deels keuze. In Sectie 4.2.1 vullen we deze keuzemarge in bij de beoordeling en afweging van verschillende potentiële tariefmodellen ten opzichte van elkaar.

KOSTENDEKKEND

Interpretatie

- De globale inkomsten van de distributienetbeheerder uit zijn nettatarieven moeten een afspiegeling zijn van zijn werkelijk gemaakte kosten. Het begrip ‘kostendekkend’ (ofwel ‘kostenreflectiviteit’ in de juridisch bindende betekenis) heeft te maken met de hoogte van het toegelaten inkomen in relatie tot de kosten van de distributienetbeheerder en niet met de toewijzing van de kosten aan de verschillende groepen van netgebruikers.
- De tarieven laten de distributienetbeheerder toe zijn efficiënte kosten te recupereren.

Gerelateerde randvoorwaarden

- Art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven niet-discriminerend en **proportioneel** moeten zijn.
- Art. 4.1.32, §1, 5° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven een afspiegeling zijn van de werkelijk gemaakte kosten, voor zover deze overeenkomen met die van een efficiënte vergelijkbare entiteit of activiteit.

Conclusie: randvoorwaarde

NIET-DISCRIMINEREND

Interpretatie

- Het verbod op discriminatie houdt in essentie de verplichting in om personen die zich in gelijke omstandigheden bevinden, op een gelijke wijze te behandelen. Daarnaast verbiedt het de gelijke behandeling van personen die zich ten aanzien van de betreffende maatregel in wezenlijk verschillende omstandigheden bevinden.

⁵² Zie in die zin, onder meer, de notitie van het toenmalige Directoraat-generaal Energie en Transport bij de Richtlijnen 2003/54/EG en 2003/55/EG: Rol van de regulerende autoriteiten.

Gerelateerde randvoorwaarden

- Het non-discriminatie- of gelijkheidsbeginsel is opgenomen in de artikelen 10 en 11 van de Grondwet.
- Art. 4.1.32, §1, 4° Energiedecreet bepaalt ook dat de tarieven **niet-discriminerend** en proportioneel moeten zijn.⁵³

Conclusie: randvoorwaarde

TRANSPARANT

Interpretatie

- De tarieven worden volgens transparante criteria berekend en de kosten worden op een transparante manier toegewezen aan de netgebruikers.

Gerelateerde randvoorwaarden

- Art. 4.1.32, §1, 1° Energiedecreet bepaalt dat de tariefmethodologie volledig en transparant moet zijn.
- Art. 4.1.32, §1, 7° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven worden gevormd op basis van een uniforme structuur op het grondgebied dat de distributienetbeheerder beheert.
- Art. 4.1.32, §1, 10° Energiedecreet bepaalt dat de kosten voor de openbaredienstverplichtingen die worden opgelegd door of krachtens het decreet, en die niet worden gefinancierd door belastingen, taksen, subsidies, bijdragen en heffingen, op een transparante en niet-discriminerende wijze verrekend worden in de tarieven na controle door de VREG.

Conclusie: randvoorwaarde

EENVOUDIG

Interpretatie

- **Begrijpbaarheid:** de tarieven zijn begrijpelijk voor de netgebruiker.
- **Implementeerbaarheid:** de tarieven zijn implementeerbaar voor de marktpartijen.

Gerelateerde randvoorwaarden: /

Conclusie: keuze. In Sectie 4.2.2 vullen we deze keuzemarge in bij de beoordeling en afweging van verschillende potentiële tariefmodellen ten opzichte van elkaar.

VOORSPELBAAR

Interpretatie

- **Inschatting netfactuur:** de netgebruiker kan op voorhand een inschatting maken van de tarieven die hij zal moeten betalen.
- **Risico extreme tariefschokken:** het risico op plotse, extreme tariefschokken voor de netgebruiker bij overgang naar de nieuwe tariefstructuur is beperkt.

⁵³ Zie voetnoot 3.

Gerelateerde randvoorwaarden

- Art. 4.1.30, §1 Energiedecreet bepaalt dat de VREG in de uitoefening van zijn tariefbevoegdheid een stabiele en voorzienbare regulering moet bevorderen die bijdraagt tot de goede werking van de vrijgemaakte markt en die de distributienetbeheerders in staat stelt de noodzakelijke investeringen in hun distributienetten uit te voeren.
- Het is enerzijds zo dat de 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.⁵⁴

Conclusie: deels randvoorwaarde – deels keuze. In Sectie 4.2.2 vullen we deze keuzemarge in bij de beoordeling en afweging van verschillende potentiële tariefmodellen ten opzichte van elkaar.

NIET-VERSTOREND

Interpretatie

- **Markt:** de tarieven geven geen aanleiding tot oneerlijke concurrentie en belemmeren de activiteiten van commerciële marktpartijen niet, noch de ontwikkeling van nieuwe diensten en markten (dynamische prijszetting – energie-efficiëntiediensten – automatische vraagsturing – aanbod van systeemdiensten – ...).
- **Risico niet-efficiënt gedrag naar het net toe:** de tarieven beletten dat de netgebruiker door investeringen in nieuwe technologieën (PV – batterijen – automatische vraagsturing – ...) en/of aanpassing van zijn gedrag een eerlijke bijdrage in de kosten – d.w.z. in verhouding tot zijn effectief netgebruik en voor zover zijn aangepast gedrag niet tot kostenbesparingen voor het net leidt – kan ontlopen.⁵⁵

Gerelateerde randvoorwaarden

- Art. 4.1.32, §1, 18° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven een dynamische prijsstelling voor afnemers moeten kunnen ondersteunen.
- Art. 4.1.32, §1, 19° Energiedecreet bepaalt enerzijds dat de tarieven geen prikkels mogen bevatten die de efficiëntie van de productie en levering van elektriciteit aantasten of die de deelname van vraagresponso aan de markt voor evenwichtsdiensten belemmeren en anderzijds dat de tarieven wel prikkels moeten geven voor de deelname van vraagresponso aan het aanbod op georganiseerde elektriciteitsmarkten en de levering van ondersteunende diensten.
- Art. 4.1.32, §1, 20° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven niet mogen beletten om het aanbod van systeemdiensten op georganiseerde elektriciteitsmarkten open te stellen voor vraagresponso en gedistribueerde opwekking, die hieraan kunnen deelnemen door een verschuiving van de piekbelasting, een energiebesparing (resultierend uit de vraagresponso van meerdere netgebruikers door tussenkomst van een aggregator), een vermindering van de vraag (resultierend uit energie-efficiëntiemaatregelen door tussenkomst van aanbieders van energiediensten), de aansluiting van opwekkingbronnen op lagere spanningsniveaus en/of dichter bij het verbruik of met opslagfaciliteiten.

⁵⁴ 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.

⁵⁵ Zie ook voetnoot 37.

Conclusie: deels randvoorwaarde – deels keuze. In Sectie 0 vullen we deze keuzemarge in bij de beoordeling en afweging van verschillende potentiële tariefmodellen ten opzichte van elkaar.

VLAAMS ENERGIEBELEID

Interpretatie

- **REG:** de tarieven zetten de netgebruiker aan tot rationeel elektriciteitsgebruik, incl. het verhogen van de zelfconsumptie bij netgebruikers met eigen elektriciteitsproductie.
- **HEB:** de tarieven belemmeren de verdere ontwikkeling van elektriciteitsproductie o.b.v. hernieuwbare energiebronnen niet.
- **Elektrificatie:** het inzetten op een aantal elektrische toepassingen zoals bijvoorbeeld warmtepompen, elektrische voertuigen maakt deel uit van het Vlaams energiebeleid inzake de energietransitie. Zonder het principe van technologieneutraliteit te verlaten, willen we vermijden dat de tarieven een energie-efficiënte verschuiving van energiedragers belemmeren.

Randvoorwaarden

- Art. 4.1.30, § 2 Energiedecreet bepaalt dat de VREG in de uitoefening van zijn tariefbevoegdheid rekening moet houden met het algemene energiebeleid zoals gedefinieerd op Europees, federaal en gewestelijk niveau.
- Vlaams energiebeleid: zie bv. [Vlaams energiepact](#) | [Vlaamse energievisie 2030-2050](#) | [Vlaams energieplan 2021-2030](#).
- Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet bepaalt dat de structuur van de tarieven het rationeel – of m.a.w. zo efficiënt mogelijk⁵⁶ – gebruik van energie moet bevorderen.
- Art. 4.1.32, §1, 17° Energiedecreet bepaalt dat de tarieven de kostenvoordelen in distributienetten moeten weerspiegelen die mogelijk voortvloeien uit de aansluiting van hernieuwbare energiebronnen en decentrale productie.
- De drie hierboven geïdentificeerde criteria vormen een vertaling van de decretale richtsnoeren (16° en 17°) samen gelezen met het Europees, federaal en gewestelijk energiebeleid.
- Wat betreft de interpretatie van richtsnoer 16° aangaande het rationeel gebruik van energie wijzen we er op 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.

We interpreteren richtsnoer 16° in die zin. Invulling (a) werd vertaald in het criterium 'REG'. Met het criterium 'elektrificatie' beogen we dan weer invulling (b).

Conclusie: deels randvoorwaarde – deels keuze. In Sectie 0 vullen we deze keuzemarge in bij de beoordeling en afweging van verschillende potentiële tariefmodellen ten opzichte van elkaar.

⁵⁶ Art. 1.1.3, 106° Energiedecreet: '106° rationeel energiegebruik : het zo efficiënt mogelijke gebruik van energie'.

3.3.2 Categorisatie van beoordelingscriteria

Om een bevattelijke vergelijking van de geselecteerde potentiële tariefmodellen in Sectie 4 mogelijk te maken, categoriseren we de hierboven besproken beoordelingscriteria in Tabel 2.

Tabel 2: Beoordelingscriteria potentiële tariefmodellen voor klanten met digitale meter

KOSTEN		AANVAARDBAARHEID		TOEKOMSTBESTENDIGHEID		
Kostenreflectief		Eenvoudig		Vlaams energiebeleid		
Tariefdragers o.b.v. kostendrijvers	RNG	Begrijpbaarheid klant	Implementeer- baarheid sector	REG	HEB	Elektrificatie
Kostendekkend		Voorspelbaar		Niet-verstorend		
Transparant		Inschatting netfactuur	Risiko extreme tariefschokken	Markt	Risiko niet-efficiënt gedrag naar het net toe	
Niet-discriminerend						
		RANDVOORWAARDE		KEUZEMARGE		DRIJFVEER

4 Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten

Vertrekkende van de mogelijkheden die de digitale meter biedt, selecteren we in deze sectie een aantal potentieel interessante tariefmodellen voor afname, die we vervolgens beoordelen a.d.h.v. het in Sectie 3.3.2 opgestelde kader. Hieruit leiden we een voorstel van nieuwe tariefstructuur voor afname af, waarvan we de principes en mogelijke toepassingsmodaliteiten verder toelichten.

Verder stellen we in deze sectie een tariefdrager voor injectie voor, die de aanrekening van aan injectie gealloceerde kosten mogelijk maakt.

Omdat op het moment van invoering van de voorgestelde nieuwe tariefstructuur nog niet alle KVM klanten zullen beschikken over een digitale meter⁵⁷, bespreken we tenslotte hoe onze voorstellen vertaald zullen worden naar klanten met een klassieke meter.

⁵⁷ Conform art. 3.1.53 Energiebesluit, moet 1/3^{de} van het totaal aantal te plaatsen digitale meters uitgerold worden tegen 1 januari 2024 en 2/3^{de} tegen 1 januari 2029. Conform art. 3.1.52, §1 Energiebesluit, moeten uiterlijk op 1 januari 2034 alle kleinverbruiksmeetinrichtingen over een digitale meter beschikken.

4.1 Selectie van potentiële tariefmodellen voor afname

Deze consultatie legt zich, zoals al eerder vermeld, hoofdzakelijk toe op een herziening van de structuur van de netgebonden tariefcomponenten. Het streven naar tariefdragers die de kostendrijvers beter reflecteren en de netgebruikers meer aanzetten tot rationeel netgebruik, vormt hierbij onze motivatie. Vanuit deze optiek selecteren we hieronder zeven mogelijke tariefmodellen, elk met een capaciteitsgebaseerde tariefdrager voor aanrekening van (minstens een deel van) de netgebonden kosten. Voorafgaand lijsten we een aantal gemeenschappelijke voorstellen – van toepassing bij elk van de tariefmodellen – op.

4.1.1 Gemeenschappelijke uitgangspunten bij alle geselecteerde tariefmodellen

- We stellen voor om, naar analogie met het voorstel in [CONS-2019-01](#) voor GVM klanten, het **basistarief afname een ruimere invulling** te geven en in dit tarief niet enkel de kosten toegewezen aan de huidige tariefcomponent *Onderschreven & bijkomend vermogen* onder te brengen, maar ook de – qua aandeel weliswaar beperktere – kosten inzake *Systeemdiensten* en *Netverliezen*. Op deze manier omvat het basistarief alle netgebonden kosten⁵⁸, hetgeen de eenvoud van de tariefstructuur ten goede komt. We duiden deze allesomvattende tariefcomponent aan met *Tarief netgebruik*.
- We stellen voor om de kosten toegewezen aan de tariefcomponent *Meet- en telactiviteit* te blijven aanrekenen a.d.h.v. een vast bedrag per jaar.⁵⁹
- Voor de **niet-netgebonden tariefcomponenten** *Tarief ODV* en *Toeslagen* stellen we voor om, naar analogie met het voorstel in [CONS-2019-01](#) voor GVM klanten, de huidige wijze van aanrekening en dus de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh)⁶⁰ als tariefdrager te bestendigen. Op deze manier behoudt de tariefstructuur alvast een prikkel tot rationeel elektriciteitsgebruik⁶¹.
- Voor de **doorrekening van de transmissiekosten** stellen we voor om, net als vandaag al het geval is bij de tariefstructuur voor GVM klanten, de kostendragers te **aligneren met de tariefstructuur van de transmissienettarieven** en m.a.w. die componenten o.b.v. capaciteitsgebaseerde tariefdragers⁶² door te rekenen, die ook Elia o.b.v. een capaciteitsterm aanrekent aan de distributienetbeheerders. We stellen voor om de tariefcomponent *Beheer & ontwikkeling van de netwerkinfrastructuur*⁶³ aan te rekenen op basis van dezelfde capaciteitsgebaseerde tariefdrager(s) als deze van toepassing bij het *Tarief netgebruik* op het niveau van de distributienettarieven. Voor alle andere tariefcomponenten wensen we de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh) als tariefdrager te behouden.

⁵⁸ Het voorstel voor een allesomvattend basistarief werd reeds geformuleerd in [CONS-2016-05](#), met dat verschil dat ook de kosten inzake Meet- en telactiviteit hier werden ondergebracht.

⁵⁹ De verdere specificering van het *Tarief meet- en telactiviteit* – in de toekomst eerder aangeduid als *Tarief databeheer* – in het licht van onder meer de verschillende meetregimes en de mogelijke ter beschikking stelling van data aan gemandateerde derde partijen bij klanten met een digitale meter, maakt geen onderdeel uit van deze consultatie.

⁶⁰ Zie Sectie 0: voor prosumënten met een digitale meter wordt hier de bruto-afname bedoeld (klantengroep *LS of Trans LS*).

⁶¹ Noteer dat we voorstander zijn 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 nettatarief te reduceren. Zie in dat verband bv. ons *Memorandum voor de Vlaamse verkiezingen 2019* ([RAPP-2019-04](#)). Vanuit deze optiek blijft een prikkel tot rationeel elektriciteitsgebruik ook een aandachtspunt bij de keuze van tariefdragers voor de netgebonden kosten en de doorrekening van transmissiekosten.

⁶² Hierbij kan de specifieke keuze van capaciteitsgebaseerde tariefdrager (e.g. toegangsvermogen, jaarpiek, maandpiek,...) wel verschillen.

⁶³ En ook de tariefcomponent voor de aanvullende afname van reactieve energie.

- De ToU prikkel vervat in de huidige kWh-tarieven d.m.v. het **dag-/nacht-/exclusief nachttarief** wensen we te **schrappen**⁶⁴. We voorzien echter op termijn de invoering van een nieuwe ToU prikkel, door toevoeging van een additionele capaciteitsgebaseerde tariefdrager *ToU piek* (cf. Sectie 4.3.2).

4.1.2 Geselecteerde tariefmodellen voor aanrekening netgebonden kosten

Hieronder lichten we de geselecteerde tariefmodellen toe en motiveren we onze keuze. De tariefmodellen betreffen enkel de tariefdragers voor aanrekening van de aan het (allesomvattende) *Tarief netgebruik* toegewezen kosten.

100% TV

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten volledig aangerekend o.b.v. de tariefdrager **toegangsvermogen** (TV). Het toegangsvermogen, uitgedrukt in **kVA**, is de capaciteit die de netgebruiker *ex ante*⁶⁵ reserveert bij de distributienetbeheerder. Het door de klant gereserveerde vermogen moet steeds kleiner of gelijk zijn aan zijn aansluitingsvermogen⁶⁶. Het toegangsvermogen kan door de klant worden ingesteld dan wel automatisch bepaald i.f.v. historische meetgegevens⁶⁷ door de distributienetbeheerder (cf. Sectie 4.3.1).

Motivatie

We nemen in andere EU-landen – die al een capaciteitstarief invoerden of concrete plannen in die richting hebben – een algemene voorkeur waar voor een tarief o.b.v. een *ex ante* bepaalde capaciteit eerder dan een tarief o.b.v. een *ex post* gemeten piekvermogen, althans voor wat betreft de tariefstructuur voor gezinnen en kleine bedrijven (bv. NL, IT, ES, NW en UK).

We verkiezen de *ex ante* tariefdrager toegangsvermogen boven de – eveneens *ex ante* – tariefdrager aansluitingsvermogen (AV) omdat het toegangsvermogen de distributienetbeheerder in staat stelt zijn net te dimensioneren in functie van de *werkelijke* behoeften van zijn klanten. In geval het door de KVM klant gereserveerde toegangsvermogen lager is dan zijn aansluitingsvermogen⁶⁸, komt capaciteit vrij voor andere netgebruikers en kunnen toekomstige netinvesteringen mogelijk vermeden worden.

⁶⁴ Voor de niet-netgebonden kosten inzake ODV – waarvan we voorstellen om deze ook in de toekomst in kWh te blijven aanrekenen – zijn dag- en nachttarief vandaag al aan elkaar gelijk gesteld. Netgebruikers met een exclusief nachtmeter betalen voor hun exclusief nachtverbruik echter een Tarief ODV dat slechts 25% van het dag-/nachttarief bedraagt. Bij de afschaffing van dit voordeel voor het exclusief nachttarief moet het voor deze klanten dan wel technisch mogelijk gemaakt worden om hun exclusief nachtverbruik te spreiden doorheen de hele dag. Hiernaast zullen we specifiek aandacht besteden aan deze groep netgebruikers bij de (latere) bepaling van flankerende maatregelen (zie Sectie 5).

⁶⁵ I.e. vóór de start van de periode waarover getarifeerd wordt.

⁶⁶ Gedefinieerd in de ontwerptekst TRDE, opgenomen in [CONS-2018-06](#) inzake de herziening van het TRDE en TRDG, als ‘het maximaal vermogen uitgedrukt in kilovoltampère (kVA) of megavoltampère (MVA), waarover de gebruiker van het elektriciteitsdistributienet of gesloten distributienet voor elektriciteit kan beschikken en waarbij de limiet bepaald wordt door de technische karakteristieken van de aansluiting’.

⁶⁷ O.w.v. het feit dat de tariefdrager toegangsvermogen enerzijds wordt uitgedrukt in de eenheid kVA (schijnbaar vermogen) en de piekmeting bij klanten met een digitale meter anderzijds wordt geregistreerd in de eenheid kW (actief vermogen), zal een omrekening nodig zijn ten einde het toegangsvermogen (automatisch) te bepalen o.b.v. historische meetgegevens. Hiertoe is een assumptie over $\cos \phi$ noodzakelijk.

⁶⁸ Het aansluitingsvermogen bij KVM klanten wordt automatisch gelijk gesteld aan het vermogen waarvoor de aansluiting beveiligd wordt door de automaat of de smeltzekering, conform de ontwerptekst TRDE opgenomen in [CONS-2018-06](#) inzake de herziening van het TRDE en TRDG, art. 2.2.2.

De tariefdrager toegangsvermogen werd ten slotte weerhouden in onze voorgestelde tariefstructuur voor GVM klanten.⁶⁹

100% MP

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten volledig aangerekend o.b.v. de tariefdrager **maandpiek** (MP). De maandpiek, uitgedrukt in **kW**, is het *ex post* bepaalde maximale actief kwartiervermogen per maand.

Motivatie

De tariefdrager maandpiek werd ook weerhouden in onze voorgestelde tariefstructuur voor GVM klanten⁷⁰.

In vergelijking met de tariefdrager toegangsvermogen en de *ex post* tariefdrager jaarpiek kenmerkt de maandpiek zich door een grotere flexibiliteit, omdat deze tariefdrager een stimulans geeft om iedere maand opnieuw de maximale piek te beperken en een gedragswijziging nadien sneller effect heeft op de netfactuur. Dit effect kan bij KVM klanten – gegeven de jaarlijkse facturatiefrequentie – momenteel enkel bewerkstelligd worden wanneer de klant maandelijks informatie ontvangt over zijn voorbije maandpiek. Bij klanten met een digitale meter kan dit logischerwijze gebeuren via de maandelijks ter beschikking te stellen verbruiksgegevens⁷⁰.

50% TV – 50% MP

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten voor de helft aangerekend o.b.v. de tariefdrager **toegangsvermogen** (kVA) en voor de helft o.b.v. de tariefdrager **maandpiek** (kW).

Motivatie

Dit tariefmodel kwam als één van de twee aanbevolen modellen voor klanten met digitale meter uit de VITO studie (daarin 'piekgemeten voorstel' genoemd).⁷¹

Dit tariefmodel is analoog aan onze voorgestelde tariefstructuur voor GVM klanten.⁷²

Wat betreft de keuze voor de tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek: cf. supra.

KWH PER KW-BLOK

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten aangerekend in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve **energie** (kWh), waarbij het hierop van toepassing zijnde **tarief verschil al naargelang het vermogen dat de netgebruiker op dat ogenblik benut** (15' basis).

⁶⁹ Zie [CONS-2019-01](#).

⁷⁰ Conform artikel 3.2.18, °10/1 Energiebesluit.

⁷¹ In de VITO studie werd in de berekeningen wel het aansluitingsvermogen van de klant gebruikt als inschatting voor de tariefdrager toegangsvermogen.

⁷² In [CONS-2019-01](#) stelden we het tariefmodel 50% TV – 50% MP als basismodel voor, waaraan we op termijn een 3^{de} tariefdrager *ToU piek* willen toevoegen. Dit laatste impliceert dat, voor een nog te bepalen gedeelte van de 50% kosten die via MP aangerekend worden, een tarief verschillend per ToU periode zal toegepast worden.

Motivatie

Dit tariefmodel kwam als één van de twee aanbevolen modellen voor klanten met digitale meter uit de VITO studie (daarin 'verbruiksgerelateerd tariefvoorstel volgens capaciteitschijven' genoemd). Hierbij werd uitgegaan van drie vermogensschijven (< 4 kW | 4-10 kW | > 10 kW), bepaald o.b.v. data uit de vroegere proefprojecten omtrent digitale meters, waarbij het kWh-tarief in schijf 2 en 3 respectievelijk 60% en 150% hoger ligt dan in schijf 1.

75% TV – 25% KWH

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten voor $\frac{3}{4}$ ^{de} aangerekend o.b.v. de tariefdrager **toegangsvermogen** (kVA) en voor $\frac{1}{4}$ ^{de} in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve **energie** (kWh).

Motivatie

Op basis van een analyse van de veroorzakers van de kosten vervat in het Tarief netgebruik stellen we vast dat ongeveer 75% van deze kosten⁷³ vermogengedreven is. Voor de overige 25% is dat niet het geval⁷⁴: een deel hiervan is volume-gedreven, het andere deel is noch aan capaciteit noch aan volume gerelateerd.

In dit tariefmodel stellen we voor om enkel de effectief vermogengedreven kosten aan te rekenen o.b.v. een capaciteitsgebaseerde tariefdrager en worden de resterende kosten verrekend o.b.v. een kWh-component. We maken voor deze resterende kosten geen opsplitsing in twee verschillende tariefdragers⁷⁵ omdat we menen dat dit de complexiteit van het tariefmodel te sterk zou verhogen.

Wat betreft de keuze voor de tariefdrager toegangsvermogen: cf. supra.

75% TV – 25% VAST

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten voor $\frac{3}{4}$ ^{de} aangerekend o.b.v. de tariefdrager **toegangsvermogen** (kVA) en voor $\frac{1}{4}$ ^{de} als een **vast** bedrag (€/jaar).

Motivatie

Idem supra; alleen opteren we er hier voor om de resterende 25% kosten aan te rekenen d.m.v. een vaste component.

25% TV – 75% KWH

In dit tariefmodel worden de netgebonden kosten voor $\frac{1}{4}$ ^{de} aangerekend o.b.v. de tariefdrager **toegangsvermogen** (kVA) en voor $\frac{3}{4}$ ^{de} in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve **energie** (kWh).

⁷³ Meer bepaald de kosten inzake netstudies, netaanleg en -onderhoud, de afschrijvingen van netinfrastructuur, de financieringskosten (WACC) en de kosten m.b.t. systeembeheer.

⁷⁴ Meer bepaald de kosten m.b.t. netverliezen, dossierkosten en de afschrijvingen van installaties die geen deel uitmaken van de netinfrastructuur.

⁷⁵ Dit werd in de VITO studie wel gedaan in het 'hybride model volgens kostendrijvers', waarin de relatieve verdeling van de kostendrijvers 1 op 1 werd vertaald naar de overeenkomstige tariefdrager.

Motivatie

In dit tariefmodel stellen we voor om slechts een gering aandeel van de kosten vervat in het Tarief netgebruik – i.e. beduidend minder dan het aandeel dat effectief vermogengedreven is ($\pm 75\%$) – aan te rekenen met een capaciteitsgebaseerde tariefdrager. De wijziging t.o.v. de bestaande tariefstructuur is hierdoor beperkter in vergelijking met alle andere voorgestelde modellen.

We stellen vast dat sommige EU-landen de netgebruiker tot rationeel netgebruik trachten aan te zetten door de introductie van een gelijkaardige, beperkte capaciteitscomponent (bv. FR en BXL).

4.2 Beoordeling van potentiële tariefmodellen voor afname

Hieronder beoordelen we de geselecteerde tariefmodellen op de in Sectie 3.3.2 schematisch voorgestelde drie categorieën en onderliggende criteria. We vatten hierbij onze beoordeling per categorie telkens samen in een tabel met grofmazige relatieve scores *groen – geel – rood*. Met deze voorstellingswijze beogen we vooral grote verschillen tussen tariefmodellen – eventuele blokkerende aspecten dan wel grote pluspunten – te identificeren.

Hoewel de geselecteerde tariefmodellen enkel betrekking hebben op de wijze van aanrekening van de netgebonden kosten, is het voor de beoordeling van bepaalde criteria aangewezen om de volledige tariefstructuur – en dus de volledige netfactuur – in beschouwing te nemen.

4.2.1 Categorie ‘kosten’

4.2.1.1 Beoordeling

KOSTENREFLECTIEF

Tariefdragers o.b.v. kostendrijvers

- Capaciteit is de primaire kostendrijver van de kosten vervat in het (allesomvattende) *Tarief netgebruik* (cf. Sectie 4.1.2: $\pm 75\%$ van de kosten is vermogengedreven; de overige 25% zijn deels volumegedreven, deels noch aan capaciteit noch aan volume gerelateerd).
- Het tariefmodel *kWh per kW blok* scoort slechter dan de andere voorgestelde tariefmodellen op dit vlak omdat de tariefdrager kWh voor het volledige *Tarief netgebruik* behouden blijft, weliswaar i.t.t. de huidige tariefstructuur mét een notie van capaciteit in verwerkt.⁷⁶
- Elk van de andere voorgestelde tariefmodellen houdt wél een verbetering op vlak van kostenreflectiviteit in t.o.v. de huidige tariefstructuur. Bij het tariefmodel *25% TV – 75% kWh* is deze verbetering eerder beperkt: slechts 25% van de kosten wordt aangerekend o.b.v. een capaciteitsgebaseerde tariefdrager terwijl in realiteit $\pm 75\%$ ervan vermogengedreven is.
- De ex ante tariefdrager toegangsvermogen reflecteert o.i. het beste de al gemaakte kosten inzake netdimensionering, die onafhankelijk zijn van het effectieve gebruik van het net, alsook de marginale kost van het netgebruik.⁷⁷ Met de tariefdrager maandpiek kunnen bv.

⁷⁶ Ook in de VITO studie werd dit model als slecht beoordeeld op vlak van kostenreflectiviteit.

⁷⁷ Zie Sectie 3.2: Een theoretisch ideale tariefstructuur voor de netgebonden kosten rekent netgebruikers een tarief aan gelijk aan de marginale kost van hun net(capaciteits)gebruik. O.w.v. een momenteel ruim gedimensioneerd net is deze marginale kost op korte termijn echter meestal verwaarloosbaar, maar de vaste kosten t.g.v. historische netinvesteringen moeten wel geïnd kunnen worden. De marginale kost op lange termijn is naar verwachting wél beduidend groter dan 0, gegeven de bijkomende noodzakelijke investeringen t.g.v. de energietransitie. Een stimulans naar de netgebruiker tot RNG helpt deze lange termijn marginale kost onder controle te houden.

seizoenseffecten zorgen voor een meer fluctuerende bijdrage in de netkosten door de netgebruiker.

- De tariefmodellen *75% TV – 25% kWh* en *75% TV – 25% vast* reflecteren het beste de effectieve kostendrijvers van *alle* netgebonden kosten; de focus van deze herziening ligt echter voornamelijk op de introductie van een geschiktere tariefdrager voor doorrekening van de vermogengedreven kosten.

RNG

- Elk van de voorgestelde tariefmodellen geeft – i.t.t. de huidige tariefstructuur – een algemene stimulans om het piekvermogen te beperken en zo te besparen op de elektriciteitsfactuur. Deze stimulans is sterker naarmate een groter aandeel van de netgebonden kosten wordt aangerekend o.b.v. een capaciteitsgebaseerde tariefdrager.
- De tariefdrager maandpiek geeft meer frequent een prikkel tot piekreductie dan de tariefdrager toegangsvermogen en stimuleert de klant elke maand opnieuw om zijn gedrag bij te stellen (cf. Sectie 4.1.2).
- Er is pas écht sprake van een prikkel tot rationeel netgebruik wanneer de netgebruiker wordt gestimuleerd om zijn vermogengebruik te verminderen op het moment van de systeempiek. Zo zal een capaciteitstarief klanten met een elektrisch voertuig aanzetten om hun voertuig langzaam op te laden aan een relatief laag vermogen⁷⁸ maar, zo lang hierbij geen ToU prikkel aanwezig is, is de kans groter dat deze klanten laden op het moment van de systeempiek en/of allen gelijktijdig laden en zo mogelijk een nieuwe systeempiek introduceren. Geen enkele van de voorgestelde tariefmodellen houdt rekening met een notie van systeempiek, maar bij elk model bestaat wel de mogelijkheid om op termijn een ToU prikkel toe te voegen, via een additionele capaciteitsgebaseerde tariefdrager *ToU piek* (cf. Sectie 4.3.2).

KOSTENDEKKEND/TRANSPARANT/NIET-DISCRIMINEREND

Elk van de tariefmodellen voldoet aan deze zuivere randvoorwaarden. Ze laten de distributienetbeheerder toe om zijn kosten te recupereren. Daarbij is het voor elke netgebruiker op voorhand duidelijk o.b.v. welke tariefdrager de distributienettarieven worden berekend, waarbij bovendien meer nettarieven worden betaald door de netgebruikers die meer kosten voor de distributienetbeheerder veroorzaken.

4.2.1.2 Samenvatting

We stellen onze beoordeling voor de categorie ‘kosten’ gecondenseerd voor in Tabel 3.

⁷⁸ Dit i.t.t. het huidig kWh-gebaseerde tarief waarbij de klant vooral zo snel mogelijk wil laden met een groot capaciteitsgebruik tot gevolg.

Tabel 3: Relatieve score selectie tariefmodellen op categorie ‘kosten’

	KOSTENREFLECTIEF		KOSTEN-DEKKEND/TRANSPARANT/NIET-DISCRIMINEREND
	Tariefdragers o.b.v. kostendrijvers	RNG	Zuivere randvoorwaarden
100% TV			
100% MP			
50% TV – 50% MP			
kWh per kW blok			
75% TV – 25% kWh			
75% TV – 25% vast			
25% TV – 75% kWh			

4.2.2 Categorie ‘aanvaardbaarheid’

4.2.2.1 Beoordeling

EENVOUDIG

Begrijpbaarheid

- KVM klanten – i.t.t. GVM klanten die vandaag al een deel van hun netfactuur o.b.v. hun jaarpijk aangerekend krijgen – hebben op dit moment weinig tot geen voeling met hun capaciteitsgebruik. Introductie van één van de geselecteerde tariefmodellen zal bijgevolg de nodige informatieverstrekking alsook een zekere leercurve voor de netgebruiker vergen alvorens deze zijn gedrag zal bijstellen. Een voldoende eenvoudige tariefstructuur lijkt voor de gezinnen en kleine bedrijven essentieel om een effectieve gedragswijziging te bewerkstelligen.
- Het tariefmodel *kWh per kW blok*, waarbij het tarief afname fluctueert in functie van het capaciteitsgebruik, beoordelen we o.w.v. deze twee dimensies als zeer complex, zeker als hier op termijn nog een derde (tijds)dimensie via een ToU prikkel aan zou toegevoegd worden.
- Het tariefmodel *50% TV – 50% MP* introduceert twee nieuwe tariefdragers, waarvan beiden een goed begrip van de klant vereisen. Hierdoor achten we dit tariefmodel complexer dan de tariefmodellen waarin slechts één capaciteitsgebaseerde tariefdrager wordt geïntroduceerd.
- De complexiteit van de tariefmodellen met de tariefdrager toegangsvermogen is sterk afhankelijk van de wijze waarop dit toegangsvermogen wordt ingevuld: ingesteld door de klant zelf dan wel automatisch door de distributienetbeheerder voor hem bepaald (cf. Sectie 4.3.1).
- Bij toepassing van de tariefdrager maandpijk zal de netgebruiker op frequentere basis informatie ontvangen over zijn piekvermogen en de gerelateerde nettarieven, waardoor de voeling met zijn vermogensgebruik mogelijk sneller zal toenemen.

Implementeerbaarheid

- De tariefdragers toegangsvermogen en maandpiek werden ook opgenomen in het voorstel van nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten, hetgeen synergiën op vlak van implementatie kan opleveren voor alle voorgestelde tariefmodellen m.u.v. het model *kWh per kW blok*.
- De tariefmodellen met de tariefdrager toegangsvermogen vereisen de implementatie van een captatiekanaal voor het instellen dan wel afwijken van het (automatisch bepaald) toegangsvermogen (cf. Sectie 4.3.1).
- Het is onzeker of de digitale meter de door de klant afgenomen volumes (kWh) op geaggregeerde wijze kan registreren en weergeven volgens de drie verschillende vermogensschijven waarvan sprake in het tariefmodel *kWh per kW blok*. Mogelijk is de uitlezing van kwartierwaarden noodzakelijk om de tarieven volgens dit model te berekenen. Bij de andere geselecteerde tariefmodellen is dit niet het geval: er kan maandelijks een geaggregeerde maandpiek uitgelezen worden uit de digitale meter – althans mits aanpassing (op afstand) van de huidige meterconfiguratie – waarop het tarief maandpiek kan toegepast worden en/of op basis waarvan het toegangsvermogen (automatisch) bepaald kan worden dan wel kan vastgesteld worden of het toegangsvermogen overschreden werd (cf. Sectie 4.3.1).

VOORSPELBAAR

Inschatting netfactuur

- Het voorzien van voldoende tijd voor de netgebruiker om zich te (laten) informeren en zich voor te bereiden op de nieuwe wijze van tarifiering vormt een algemeen aandachtspunt bij de bepaling van het moment van invoering van de nieuwe tariefstructuur.
- Tariefstructuren met een vaste component of een ex ante bepaalde tariefdrager zoals het toegangsvermogen scoren het best op dit vlak.
- Ook de tariefdrager kWh presteert goed op vlak van voorspelbaarheid. De afgenomen hoeveelheid energie zal weliswaar fluctueren van jaar tot jaar, maar dit binnen bepaalde marges, én de netgebruiker is ermee vertrouwd om zijn netfactuur te relateren aan zijn eigen verbruikspatroon, wegens de aanwezigheid van deze tariefdrager in de huidige tariefstructuur.
- Tariefmodellen o.b.v. de tariefdrager maandpiek kunnen van maand tot maand sterke fluctuaties met zich meebrengen, waardoor het op voorhand inschatten van de totale jaarlijkse netfactuur minder eenvoudig wordt. Het ontvangen van maandelijks informatie over zijn voorbije maandpiek en de gerelateerde kost – via het kanaal van verbruiksgegevens – kan de voorspelbaarheid voor de klant verhogen (Cf. Sectie 4.1.2).
- Tariefmodellen waarbij de klant rekening moet houden met meerdere dimensies, zoals het *kWh per kW blok* model, maken het moeilijker een accurate inschatting te maken van de netfactuur. Dit geldt ook voor tariefmodellen waaraan een ToU component wordt toegevoegd, hoewel veel afhangt van de specifieke modaliteiten van de ToU prikkel: statisch dan wel dynamisch, algemeen dan wel locatiegebonden, aantal ToU perioden,... (cf. Sectie 4.3.2).
- Onafhankelijk van het tariefmodel, biedt de digitale meter – i.t.t. de klassieke meter – de netgebruiker de mogelijkheid om inzicht te verwerven in zijn werkelijke capaciteitsbehoefte.

Risico extreme prijsschokken

- Het aantal klanten dat bij de invoering van elk van de tariefmodellen – bij ongewijzigd gedrag en zonder toepassing van enige flankerende maatregel – met een extreme stijging van de huidige netfactuur geconfronteerd zou worden, kunnen we op dit moment niet correct

inschatten.⁷⁹ Enkel kunnen we verhoudingsgewijs tussen de tariefmodellen een indicatie geven van het algemene risico op tariefschokken.

- Om dergelijke plotse, extreme tariefschokken te verzachten, toetsen we in Sectie 5 de denkpiste van een maximumtarief/plafond af. Het is de bedoeling dat dergelijke flankerende maatregel slechts op een beperkt aantal netgebruikers van toepassing is, zodat de herverdelende effecten beperkt blijven en de transparantie van de tariefstructuur gevrijwaard blijft.
- Bij het tariefmodel *kWh per kW blok* achten we het risico op extreme prijsschokken het kleinst, althans voor gezinnen maar niet voor KMO's. KMO's spreken immers relatief grote vermogens aan in vergelijking met de residentiële KVM klanten en zullen hierdoor in de duurste capaciteitsschijf belanden.
- Ook bij het tariefmodel *25% TV – 75% kWh* schatten we het risico op extreme tariefschokken laag in, wegens de slechts beperkte afwijking van dit model t.o.v. de huidige tariefstructuur.
- Met het tariefmodel *75% TV – 25% vast* associëren we het hoogste risico op extreme prijsschokken. Dit tariefmodel zal vermoedelijk als minst billijk worden ervaren door klanten en/of zal relatief veel klanten opleveren die van het maximumtarief zouden moeten kunnen/willen genieten. Het tariefmodel *75% TV – 25% kWh* scoort beter op dit vlak en zal, ook vanwege de vertrouwdheid met de tariefdrager kWh, maatschappelijk gemakkelijker aanvaardbaar zijn.

4.2.2.2 Samenvatting

We stellen onze beoordeling voor de categorie 'aanvaardbaarheid' gecondenseerd voor in Tabel 4.

Tabel 4: Relatieve score selectie tariefmodellen op categorie 'aanvaardbaarheid'

	EENVOUDIG		VOORSPELBAAR	
	Begrijpbaarheid klant	Implementeerbaarheid sector	Inschatting netfactuur	Risico extreme prijsschokken
100% TV	Green	Green	Green	Yellow
100% MP	Green	Green	Yellow	Yellow
50% TV – 50% MP	Yellow	Green	Yellow	Yellow
kWh per kW blok	Red	Yellow	Yellow	Yellow
75% TV – 25% kWh	Green	Green	Green	Yellow
75% TV – 25% vast	Green	Green	Green	Red
25% kWh – 75% TV	Green	Green	Green	Yellow

⁷⁹ Onafhankelijk van het gekozen tariefmodel verwachten we dat een herverdeling over de verschillende klantengroepen zal plaatsvinden. Op dit moment zijn de modaliteiten van de verdeelsleutels en de daaruit volgende budgetten per klantengroep echter nog niet gekend (cf. Sectie 1).

4.2.3 Categorie ‘toekomstbestendigheid’

4.2.3.1 Beoordeling

VLAAMS ENERGIEBELEID

REG

- Omdat we in onze voorstellen uitgaan van kWh als tariefdrager voor de niet-netgebonden kosten en deels voor de doorrekening van de transmissiekosten (cf. Sectie 4.1.1) zal een prikkel tot rationeel elektriciteitsgebruik op dit moment nog altijd in sterke mate aanwezig zijn bij elk voorgesteld tariefmodel. Ook de energiecomponent zelf omvat natuurlijk een REG-prikkel.
- Bij het *kWh per kW blok* model vermindert de REG-prikkel het minst t.o.v. de huidige tariefstructuur; bij de tariefmodellen waarbij het Tarief netgebruik volledig wordt aangerekend o.b.v. capaciteitsgebaseerde tariefdragers het meest.
- Vooral de tariefmodellen *kWh per kW blok, 25% TV – 75% kWh* en *75% TV – 25% kWh* garanderen het behoud van een substantiële REG-prikkel in de netfactuur indien zou beslist worden de kosten inzake ODV niet langer via de nettarieven te verrekenen.

HEB

- Volume-gebaseerde tarieven (*bruto kWh*) bieden prosumenten de mogelijkheid om, door het verhogen van hun zelfconsumptie, hun netfactuur te verlagen.⁸⁰ De impact van hun gedragswijziging op de netfactuur zal vanuit die optiek het grootst zijn bij de tariefmodellen met de grootste kWh-component, i.e. de modellen *kWh per kW blok, 25% TV – 75% kWh* en *75% TV – 25% kWh*.
- Wanneer de kosten inzake ODV niet langer verrekend zouden worden via de nettarieven, verkleint de mate waarin de prosumant met een verhoogde zelfconsumptie zijn netfactuur kan reduceren bij elk voorgesteld tariefmodel.
- Door hun zelfconsumptie te verhogen, beïnvloeden prosumenten ook hun capaciteitsgebruik in positieve zin: injectiepieken (cf. Sectie 4.4) worden afgevlakt en door het verschuiven van hun verbruik worden mogelijk ook hun hoogste afnamepieken afgevlakt. Dit kan een besparing opleveren op het capaciteitsgebaseerde deel van hun netfactuur.
- Zowel hun zelfconsumptie als de mate waarin hiermee hun jaar- en/of maandpieken worden afgevlakt – en dus zowel het volume- als capaciteitsgebaseerde deel van hun netfactuur wordt verlaagd – kunnen prosumenten maximaal beïnvloeden door te investeren in automatische vraagsturing.
- In het licht van bovenstaande stellen we bij geen van de voorgestelde tariefmodellen elementen vast die een nefaste, onvermijdelijke impact zouden kunnen hebben op de rendabiliteit van bv. investeringen in PV-installaties of opslagsystemen.

Elektrificatie

- Een aantal nieuwe technologieën vindt ingang door de energietransitie bijvoorbeeld in de domeinen transport en gebouwen⁸¹. Een verschuiving van energiedrager voor energiediensten

⁸⁰ Voor meer informatie hieromtrent, zie onze [simulator digitale meter](#).

⁸¹ De Vlaamse regelgever zet naast hernieuwbare energie en energiebesparing door cogeneratie onder meer in op een ondersteuning van elektrische voertuigen (zie bv. Art. 7.5.1, tweede lid Energiedecreet en Art. 6.4.2, Energiebesluit) en warmtepompen (zie bv. Art. 11.1.2, eerste lid Energiedecreet en Artikelen 6.4.1/1/1,2°, 6.4.1/5, §1, 8° en 7.2.1 – 7.2.6, Energiebesluit).

kan voldoen aan de vraag voor rationeel energiegebruik wanneer deze energiediensten minder primaire energie vereisen.

- Een capaciteitsgebaseerde tariefdrager biedt een netgebruiker met bijvoorbeeld een 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 volume-gebaseerde tariefdrager kan de netgebruiker dit niet en betaalt hij een netfactuur in functie van zijn (grotere) afname.
- Gelijkaardig kan een netgebruiker met bijvoorbeeld een warmtepomp zijn vermogengebruik – en bijgevolg netfactuur – optimaliseren door met een slim aansturingssysteem de warmtecompressor in te schakelen op momenten dat zijn overige elektrische toestellen slechts een beperkt vermogen vragen en vervolgens de gegeneerde warmte tijdelijk te bufferen.
- Bijgevolg verwachten we dat meer capaciteitsgebaseerde tariefmodellen voordeliger uitkomen voor netgebruikers met een elektrisch voertuig en/of warmtepomp in vergelijking tot overwegend volume-gebaseerde tariefmodellen (huidige tariefstructuur, *kWh per kW blok en 25% TV – 75% kWh*), op voorwaarde dat zij hun netgebruik optimaliseren a.d.h.v. slimme aansturingssystemen. Bij de tariefmodellen *100% TV, 100% MP, 50% TV – 50% MP en 75% TV – 25%* is het verwachte besparingspotentieel t.g.v. gewijzigd gedrag voor deze klanten het grootst. Bij het tariefmodel *75% TV – 25% kWh* is de mogelijke daling van de netfactuur beperkter.

NIET-VERSTOREND

Markt

- Bij geen van de voorgestelde tariefmodellen stellen we momenteel potentieel marktversturende elementen vast.
- Gezien het huidig, relatief groot aandeel van de nettarieven in de totale elektriciteitsfactuur, kan een prikkel (tot REG, tot RNG, ...) in de nettarieven mogelijk interfereren met de prikkel die de leverancier wenst te geven via de commodity-component en/of de werking van de toekomstige markt voor flexibiliteitsdiensten.
- Een ander – ook algemeen geldend – aandachtspunt bij de verdere uitwerking van de nieuwe tariefstructuur bestaat in het voorkomen van een belemmering voor netgebruikers om systeemdiensten te leveren aan de transmissie- of distributienetbeheerder.

Risico niet-efficiënt gedrag naar het net toe

- Nieuwe technologieën bieden klanten mogelijkheden om hun nettarieven te verminderen.⁸² In de mate dat deze besparingen de kostenvoordelen voor het net reflecteren, is dit volledig in lijn met onze vooropgestelde drijfveer van kostenreflectiviteit. We willen vermijden, of toch alleszins onder controle houden, dat klanten kosten, die ze effectief veroorzaken, ontlopen of door de optimalisatie van hun eigen netfactuur extra kosten voor het net en dus voor de andere netgebruikers, genereren.
- Met een ToU prikkel kan dergelijk gedrag beter gestuurd worden en bijgevolg leiden tot een optimalere benutting van de bestaande netcapaciteit. Met een ToU prikkel kan vermeden worden dat klanten hun piekbelasting verplaatsen naar het moment van de systeempiek.

⁸² Voorbeelden hiervan zijn het gebruik van automatische aansturing bij prosumenten, elektrische voertuigen en warmtepompen – zoals hierboven al vermeld – en elektrische opslagtechnologie. Met een batterij kan de netgebruiker zijn piekvermogen reduceren en hierdoor het capaciteitsgebaseerde deel van zijn netfactuur onder controle houden. Netgebruikers met een productie-installatie kunnen daarnaast hun kWh afname verminderen – door verhoging van hun zelfconsumptie en dit in grotere mate dan via louter automatische vraagsturing – en hierdoor het kWh-gebaseerde deel van hun factuur beheersen.

- Een capaciteitscomponent in de tariefstructuur biedt relatief meer mogelijkheden tot netfactuurbesparing d.m.v. een thuisbatterij dan een kWh-component. De tariefmodellen 25% TV – 75% kWh en 75% TV – 25% kWh hebben hierdoor een beperkter besparingspotentieel dan modellen waar het allesomvattende *Tarief Netgebruik* wordt aangerekend o.b.v. capaciteitsgebaseerde tariefdragers. Bij het tariefmodel 75% TV – 25% vast achten we het besparingspotentieel het kleinst, wegens het ontbreken van enige prikkel bij de aanrekening van 25% van de netgebonden kosten. De tariefdrager maandpiek levert het grootste besparingspotentieel op, wegens de mogelijkheid om elke maand opnieuw het piekgebruik maximaal te beperken. Vanuit het oogpunt dat we een ToU prikkel slechts op een nog later te bepalen moment in de tariefstructuur willen invoeren (cf. Sectie 4.3.2), beoordelen we de tariefmodellen 100% MP en 50% TV – 50% MP daarom als minder geschikt om in tussentijd mogelijk niet-efficiënt gedrag naar het net toe onder controle te houden.
- De aanwezigheid van het prosumentarief in de huidige tariefstructuur (*netto kWh*) mitigeert het risico om effectief veroorzaakte kosten te ontlopen door netgebruikers met PV-installatie en een klassieke meter.⁸³ De berekening van het prosumentarief is echter gebaseerd op een schatting van de niet-gemeten afgenomen kWh bij prosumenten met een terugdraaiende teller, op basis van een aantal parameters. De plaatsing van een digitale meter biedt hiervoor een oplossing aangezien prosumenten vanaf dan op basis van hun werkelijke afname van het distributienet (*bruto kWh*) gefactureerd kunnen worden.⁸⁴

4.2.3.2 Samenvatting

We stellen onze beoordeling voor de categorie ‘toekomstbestendigheid’ gecondenseerd voor in Tabel 5.

Tabel 5: Relatieve score selectie tariefmodellen op categorie ‘toekomstbestendigheid’

	VLAAMS ENERGIEBELEID			NIET-VERSTOREND	
	REG	HEB	Elektrificatie	Markt	Risico niet-efficiënt gedrag naar het net toe
100% TV	Yellow	Green	Green	Green	Green
100% MP	Yellow	Green	Green	Green	Yellow
50% TV – 50% MP	Yellow	Green	Green	Green	Yellow
kWh per kW blok	Green	Green	Red	Green	Green
75% TV – 25% kWh	Green	Green	Yellow	Green	Green
75% TV – 25% vast	Yellow	Green	Green	Green	Green
25% TV – 75% kWh	Green	Green	Red	Green	Green

⁸³ Zie voetnoot 37.

⁸⁴ Zie in dat verband ook ons advies van 25 maart 2019 ([ADV-2019-01](#)).

4.3 Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor afname en toepassingsmodaliteiten

Op basis van onze beoordeling in de sectie hierboven weerhouden we de tariefmodellen **75% TV – 25% kWh** en **100% TV** als respectievelijk meest geprefereerde (TS 1) en op één na beste (TS 2) voorstel tot vaststelling van de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten met een digitale meter. Deze tariefmodellen leveren over de drie categorieën – kosten, aanvaardbaarheid en toekomstbestendigheid – heen de beste score op.

De overige vijf tariefmodellen verkiezen we niet wegens volgende redenen:

- Het tariefmodel *100% MP* scoort minder op vlak van aanvaardbaarheid en toekomstbestendigheid omwille van de minder eenvoudige inschatting van de netfactuur en het grotere risico op niet-efficiënt gedrag naar het net toe;
- Het tariefmodel *kWh per kW blok* scoort minder op elk van de 3 categorieën door – meest doorslaggevend – de slechts beperkte verbetering inzake kostenreflectiviteit, de moeilijkere begripbaarheid voor de klant alsook de mogelijke belemmering voor de elektrificatie van energiediensten;
- Het tariefmodel *50% TV – 50% MP* scoort minder op vlak van aanvaardbaarheid en toekomstbestendigheid door de moeilijkere begripbaarheid voor de klant en het grotere risico op vermijdingsgedrag;
- Het tariefmodel *75% TV – 25% vast* scoort minder op vlak van aanvaardbaarheid door het relatief grote risico op extreme prijsschokken.
- Het tariefmodel *25% TV – 75% kWh* scoort minder op vlak van kosten en toekomstbestendigheid door de slechts beperkte verbetering inzake kostenreflectiviteit alsook de mogelijke belemmering voor de elektrificatie van energiediensten.

Een overzicht van de tariefcomponenten en tariefdragers voor afname door KVM klanten met een digitale meter in de voorgestelde nieuwe tariefstructuur is opgenomen in Tabel 6. Voor prosumenten doelen we hier met de tariefdrager kWh op hun bruto-afname en geven we hiermee invulling aan de tariefstructuur waarnaar verwezen wordt in art. 4.1.30/1 Energiedecreet, 3^{de} alinea. Zoals al vermeld, dienen we een vernietigingsberoep bij het Grondwettelijk Hof in tegen art. 31 van het decreet digitale meters dat artikel 4.1.30/1 heeft toegevoegd aan het Energiedecreet. We zullen de uitkomst van het arrest van het Grondwettelijk Hof moeten afwachten om duidelijkheid te krijgen of de decretale voorschriften m.b.t. de tariefstructuur voor prosumenten behouden dan wel (deels) vernietigd worden. Nadat het arrest zal uitgesproken zijn, zullen we een nieuwe evaluatie maken, uiteraard met respect voor en rekening houdend met het oordeel van het Hof. Via een beslissing tot wijziging van de tariefmethodologie 2017-2020⁸⁵ hebben we inmiddels een overgangsregeling geïnstalleerd, binnen de perken van de lopende tariefperiode, die de efficiënte werking van de marktprocessen moet verzekeren. Deze regeling is daarbij verenigbaar met art. 4.1.30/1 van het Energiedecreet. Deze beslissing doet echter geenszins afbreuk aan het beroep van de VREG tegen de voornoemde bepaling bij het Grondwettelijk Hof, noch aan de verdere uitoefening van zijn exclusieve tarifaire bevoegdheden.

⁸⁵ Zie in dat verband onze beslissing van 21 juni 2019 ([BESL-2019-04](#)).

Tabel 6: Voorgestelde tariefcomponenten en tariefdragers voor afname door KVM klanten met digitale meter

TARIEFCOMPONENT	TARIEFDRAGER		
	LS – Trans LS ⁸⁶		
Tarief netgebruik	Verdeling netkosten		
	TS 1	TS 2	
	75%	100%	
	25%	0%	€/kWh
Tarief databeheer	€/jaar		
Tarief ODV	€/kWh		
Toeslagen	€/kWh		
Doorrekening transmissiekosten			
Beheer & ontwikkeling netinfrastructuur ⁸⁷	€/kVA		
Overige tariefcomponenten	€/kWh		

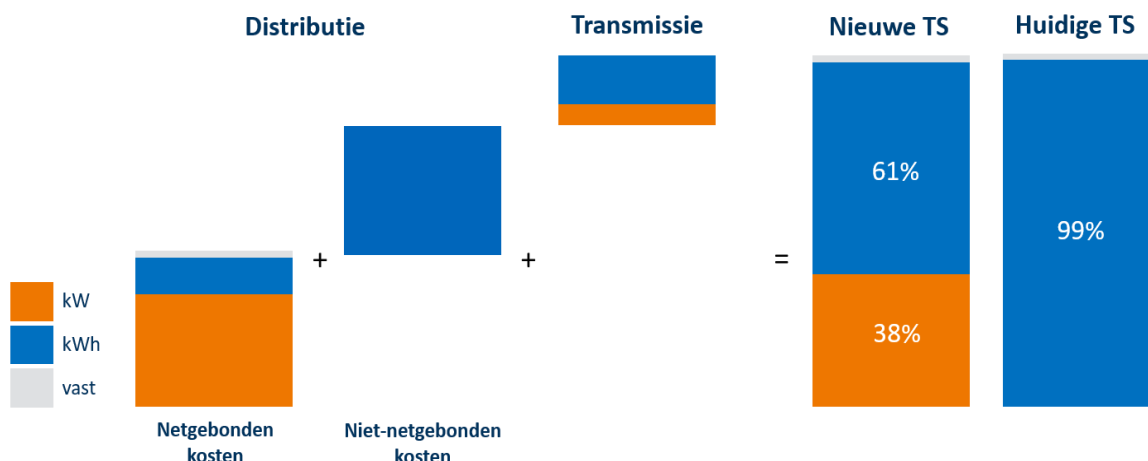
In Figuur 3 en Figuur 4 hieronder geven we een indicatie weer van het aandeel van de verschillende tariefdragers in de aanrekening van de totale distributie- en transmissiekosten⁸⁸ voor beide overblijvende voorstellen. Bij onze prioritering van het model *75% TV – 25% kWh* stellen we een sterke intensiteit van de REG prikkel en de mogelijkheid voor prosumënten tot reductie van de netfactuur door het inzetten op zelfconsumptie voorop. Indien zou beslist worden om de kosten inzake ODV niet langer via de nettarieven te verrekenen, zou het aandeel van de kWh-component in de aanrekening van de totale (gereduceerde) distributie- en transmissiekosten immers dalen⁸⁹. Hiernaast betekent het tariefmodel *75% TV – 25% kWh* een beperktere wijziging t.o.v. de huidige tariefstructuur dan het model *100% TV*, waardoor het risico op extreme prijsschokken iets kleiner – en de maatschappelijke aanvaardbaarheid mogelijk iets groter – zal zijn.

⁸⁶ Zie voetnoot 17.

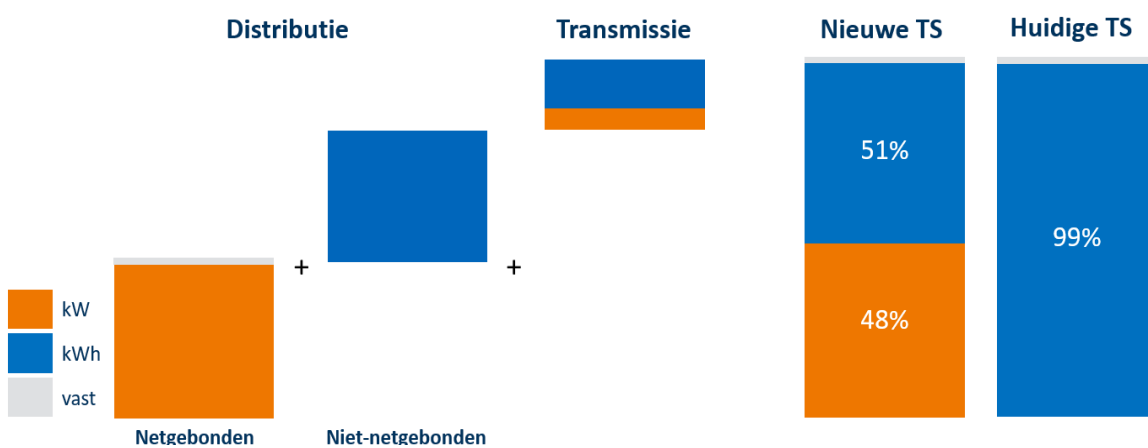
⁸⁷ En ook het Tarief voor de aanvullende afname van reactieve energie.

⁸⁸ Uitgaande van het huidige budget toegewezen aan de klantengroep 'laagspanning'.

⁸⁹ Uitgaande van het huidige budget toegewezen aan de klantengroep 'laagspanning', zou dit aandeel bij het tariefmodel *75% TV – 25% kWh* nog bijna 40% bedragen; bij het tariefmodel *100% TV* zou dit ruim 20% zijn.



Figuur 3: Aandeel van de verschillende tariefdragers in de aanrekening van de totale distributie- en transmissiekosten bij tariefmodel 75% TV – 25% kWh (TS 1)



Figuur 4: Aandeel van de verschillende tariefdragers in de aanrekening van de totale distributie- en transmissiekosten bij tariefmodel 100% TV (TS 2)

VRAAG

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?

4.3.1 Instelling van het toegangsvermogen

In het voorstel van nieuwe tariefstructuur voor GVM klanten in [CONS-2019-01](#) suggereren we dat de GVM klant zijn toegangsvermogen jaarlijks zelf instelt. Indien de gemeten maandpiek van de klant dit toegangsvermogen overschrijdt, wordt op het verschil tussen de maandpiek en het toegangsvermogen een overschrijdingstarief toegepast. Zonder afstraffing bij overschrijding van het toegangsvermogen is de kans reëel dat elke klant zijn toegangsvermogen instelt op 0 kVA.

Voor KVM klanten, die vandaag nog geen voeling hebben met hun capaciteitsgebruik en waarvoor we – wegens de vooral residentiële aard van de doelgroep – eenvoud van de tariefstructuur van

groot belang achten, stellen we voor om het toegangsvermogen automatisch te laten bepalen door de distributienetbeheerder, o.b.v. historische meetgegevens. Deze automatische bepaling maakt ook de toepassing van een overschrijdingstarief – hetgeen we als een additionele complexiteit beschouwen – minder cruciaal.

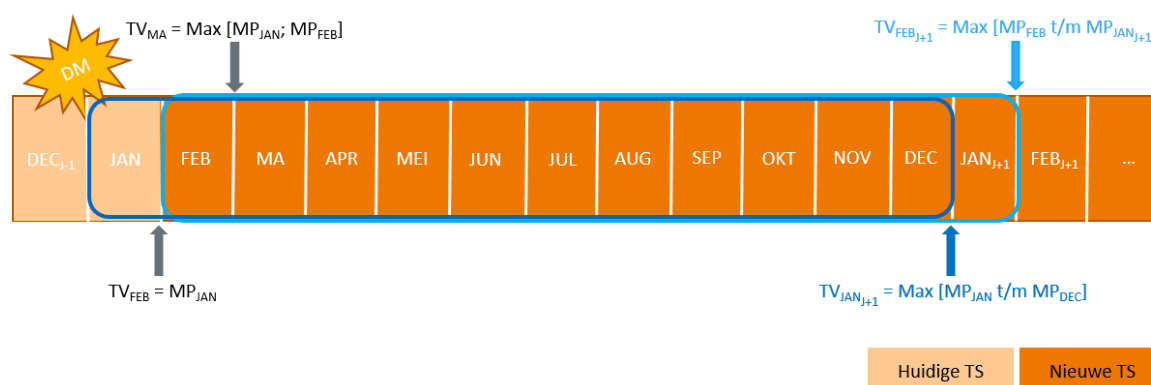
Ook in andere EU-landen – die een tarief o.b.v. een ex ante bepaalde capaciteit invoerden of overwegen in te voeren voor gezinnen en kleine bedrijven – stellen we vast dat ofwel een tariefstructuur o.b.v. een automatisch ingesteld toegangsvermogen (€/kVA), ofwel een tariefstructuur o.b.v. vermogensschijven of -bandbreedtes (€/schijf) – waarbij de klant eventueel wel op voorhand zelf een (eenvoudigere) keuze maakt in de beperkte set van mogelijke vermogensbandbreedtes – de voorkeur geniet.

Voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen kunnen verschillende berekeningsmethodes worden toegepast. In het bijzonder denken we voor KVM klanten aan:

- Een jaarlijkse instelling o.b.v. de voorbije jaarpiek ('jaarpiek')⁹⁰;
- Een maandelijkse instelling o.b.v. de hoogste maandpiek in de voorbije 12 maanden ('rollende jaarpiek')⁹¹.

Omdat in de eerstvolgende periode na plaatsing van een digitale meter nog geen historische piekmetingen beschikbaar zijn, stellen we voor om de klant tijdelijk – in het 1^{ste} jaar na plaatsing bij toepassing van de methode 'jaarpiek' en in de 1^{ste} maand na plaatsing bij toepassing van de methoden 'rollende jaarpiek' – af te rekenen in de nieuwe tariefstructuur, maar hierbij dezelfde aanpak te hanteren als de aanpak die we voorstellen voor klanten met een klassieke meter (cf. Sectie 4.5). Hierna wordt de berekening van het toegangsvermogen bij de methode 'rollende jaarpiek' als volgt opgebouwd totdat een rollende periode van een jaar in beschouwing kan genomen worden: $TV_{\text{maand } 2} = MP_{\text{maand } 1}$, $TV_{\text{maand } 3} = \max [MP_{\text{maand } 1}, MP_{\text{maand } 2}]$, etc. De berekening wordt voorgesteld in Figuur 5.

Samen met de keuze van berekeningsmethodiek moet beslist worden of de klant de mogelijkheid krijgt om, indien gewenst, van het door de distributienetbeheerder voorgesteld toegangsvermogen af te wijken.



Figuur 5: Methodiek 'rollend jaarpiek' voor de automatische bepaling van het toegangsvermogen

⁹⁰ I.g.v. een verhuis of nieuwe aansluiting wordt $TV_{\text{jaar } 1}$ ingeschat o.b.v. een standaard profiel.

⁹¹ I.g.v. een verhuis of nieuwe aansluiting wordt $TV_{\text{maand } 1}$ ingeschat o.b.v. een standaard profiel, $TV_{\text{maand } 2} = MP_{\text{maand } 1}$, $TV_{\text{maand } 3} = \max [MP_{\text{maand } 1}, MP_{\text{maand } 2}]$, etc. Op deze manier wordt de berekening verder opgebouwd totdat een rollende periode van een jaar in beschouwing kan genomen worden.

VRAGEN

- 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?

4.3.2 Toevoeging van een ToU prikkel

We stellen voor om, althans op termijn, een ToU prikkel op te nemen in de nieuwe tariefstructuur voor KVM klanten met een digitale meter.⁹² We wensen deze prikkel te introduceren via de additionele capaciteitsgebaseerde tariefdrager *ToU piek*, uitgedrukt in kW, hier te interpreteren als het ex post bepaalde maximale actief kwartiervermogen in een vooraf vastgelegde ToU periode(n), per jaar⁹³. We beogen zodoende een – nog te bepalen deel – van de kosten, toegewezen aan het *Tarief netgebruik* en in de hierboven weerhouden tariefmodellen TS1 en TS2 gefactureerd o.b.v. de tariefdrager toegangsvermogen, aan te rekenen via de tariefdrager ToU piek.

Bovenop de tariefdrager toegangsvermogen, die de netgebruiker een globale stimulans geeft tot afvlakking van zijn hoogste piek, kan de ToU piek hem bijkomend aanzetten om vooral op momenten van systeembeperkingen zijn individuele piek te verminderen. Een effectieve ToU prikkel kan op deze manier bijdragen tot een betere benutting van de netinfrastructuur en kan de nood aan bijkomende netinvesteringen inperken. Zoals toegelicht in Sectie 0, kan een ToU prikkel ook helpen om eventueel vermijdingsgedrag van netgebruikers onder controle te houden.

De ToU prikkel die we voorstellen is een algemene, eenvormige prikkel voor elke KVM klant. De pieken op niveau van de koppelpunten op het Vlaamse distributienet vertonen globaal gezien een beduidende correlatie, hetgeen de invoering van een uniforme ToU – d.w.z. met dezelfde ToU perioden en hetzelfde ToU tarief voor elke netgebruiker, onafhankelijk van de locatie van zijn aansluiting – ons inziens verantwoord en effectief maakt. De ToU die we wensen te introduceren is bovendien statisch: we willen de verschillende ToU perioden (seizoen, werk- vs. weekenddagen, piekuren,...) op voorhand bepalen, ten einde de voorspelbaarheid van het nettatarief te bewaken.

We stellen voor de ToU prikkel in te voeren op het moment dat we menen over voldoende gegevens te beschikken over het gedrag van zowel GVM als KVM klanten. Om de meest geschikte ToU perioden⁹⁴ te kunnen identificeren en het risico op introductie van een verkeerde prikkel te minimaliseren, hebben we specifiek nood aan:

- Gegevens m.b.t. wat zich onderliggend aan de piekbelasting op het koppelpunt afspeelt, om inzicht te verwerven in:
 - Het gedrag van KVM klanten en de impact hiervan op niveau van het koppelpunt; digitale meters zullen hiertoe mogelijkheden bieden;
 - De impact van dynamische energieprijzen en de mogelijke interactie hiervan met een ToU prikkel in de distributienettarieven, alsook de impact hiervan op niveau van het koppelpunt.

⁹² Zie Sectie 4.1.1: we stellen voor om de huidige ToU prikkel d.m.v. het dag-/nacht-/exclusief nachttarief niet op te nemen in de nieuwe tariefstructuur.

⁹³ De ToU piek zal bijgevolg steeds kleiner of gelijk zijn aan de jaarpiek.

⁹⁴ De introductie van deze ToU perioden vergt mogelijk een aanpassing van art. 3.1.36 Energiebesluit.

- Gegevens m.b.t. de gedragswijziging van zowel GVM als KVM klanten t.g.v. de invoering van de nieuwe tariefstructuur met daarin een (verhoogd aandeel van de) capaciteitsterm, omdat op voorhand niet gekend is:
 - Hoe GVM klanten hun toegangsvermogen zullen instellen;
 - Hoe KVM klanten zullen reageren op de afschaffing van het huidig dag-/nacht-/exclusief nachttarief;
 - Of de netgebruikers hun pieken zullen afvlakken t.g.v. de (opgedreven) capaciteitsprikkel en zo ja, of de verschuiving van hun verbruik zal plaatsvinden naar piekmomenten voor het koppelpunt.
- Kennis over de verdere evoluties inzake de ontwikkeling van een markt voor ondersteunende diensten voor het oplossen van specifieke, lokale netproblemen.

Omwille van deze onzekerheden specificeren we op dit moment het precieze moment van invoering van de ToU prikkel nog niet.

4.4 Voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor injectie

Om de aanrekening van eventueel aan injectie gealloceerde kosten in de toekomst mogelijk te maken, toetsen we in deze consultatie een voorstel van tariefdrager hiertoe af. Er dient hierbij rekening gehouden te worden met de tweede alinea van artikel 18 (1) van de toekomstige Elektriciteitsverordening⁹⁵, waarin wordt bepaald dat de tariefmethodologie zodanig moet toegepast worden dat zij niet discrimineert tussen productie-eenheden aangesloten op het distributie- vs. transmissienet. Het feit dat injectietarieven niet mogen discrimineren, wil niet noodzakelijk betekenen dat ze gelijk moeten zijn voor alle spanningsniveaus. De ingevoerde non-discriminatioetoets zal wel vereisen dat de nodige verantwoording gegeven dient te worden, waarom de injectietarieven op distributieniveau afwijken van de nettarieven die gelden voor de geïnjecteerde elektriciteit op transmissieniveau.

We stellen voor om voor de aanrekening van de distributiekosten aan injectie gebruik te maken van dezelfde tariefdrager als degene die Elia hanteert voor de aanrekening van transmissiekosten aan injectie, i.e. de **geïnjecteerde hoeveelheid actieve energie (kWh)**. Alternatieven, bijvoorbeeld op basis van een capaciteitsgebaseerde tariefdrager kunnen voorgesteld worden door de belanghebbenden.

VRAAG

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?

4.5 Voorgestelde aanpak tijdens transitieperiode met digitale en klassieke meters

Op het moment van invoering van de voorgestelde nieuwe tariefstructuur voor klanten met een digitale meter, zullen nog niet alle KVM klanten beschikken over een digitale meter. Voor klanten met een klassieke meter wensen we, voor zover mogelijk, **eenzelfde tariefstructuur** toe te passen

⁹⁵ Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

als voor klanten met een digitale meter. We willen ook klanten met een klassieke meter bewust maken van de impact van hun capaciteitsgebruik op het distributienet en willen vermijden dat zij gedrag aanleren en/of investeringen aangaan die ze niet zouden overwegen in de tariefstructuur op basis waarvan zij na plaatsing van een digitale meter zullen aangerekend worden.

Bij gebrek aan piekregistratie bij de klassieke meter, kan bij deze klanten de meest geschikt bevonden tariefdrager *toegangsvermogen* niet worden ingevuld o.b.v. historische piekgegevens. We stellen daarom voor om voor deze klanten het berekende toegangsvermogen jaarlijks te bepalen i.f.v. de – wél geregistreerde – kWh afname van de klant in het voorgaande jaar. Hierbij zal het berekende toegangsvermogen van de klant evenredig toenemen met zijn afname, waardoor zijn netfactuur, net zoals dit het geval is onder de huidige tariefstructuur, proportioneel zal toenemen met zijn afname. Hierbij zullen we de aandacht erop vestigen dat de klant – door aanvraag van een digitale meter⁹⁶– zijn toegangsvermogen ook effectief zal kunnen beïnvloeden, onafhankelijk van zijn afname, door optimalisatie van zijn vermogengebruik.

5 Flankerende maatregelen

De invoering van een nieuwe tariefstructuur kan een significante impact hebben op klanten – zowel in positieve als in negatieve zin – en een beperkt aantal netgebruikers kan bij ongewijzigd gedrag mogelijk zelfs met een verveelvoudiging van de huidige netfactuur geconfronteerd worden. Zoals al vermeld in Sectie 3.3.1, is het enerzijds zo dat de distributienetgebruikers op geen enkele wijze een juridische indicatie hebben gekregen dat hun nettarieven voor altijd ongewijzigd zouden blijven. Er is hoogstens sprake van economische stabiliteit. Anderzijds, om dergelijke plotse, extreme tariefschokken te verzachten, toetsen we graag de denkpiste van een maximumtarief/plafond af.

We beschouwen de invoering van dergelijk maximumtarief als een overgangsmaatregel. We menen dat we op deze manier netgebruikers de nodige tijd geven om investeringen of gedragswijzigingen door te voeren om zo eventuele negatieve effecten op hun netfactuur in te perken.

We stellen voor om het maximumtarief uit te drukken in €/kWh. Het maximumtarief uitdrukken in €/kW zou niet effectief zijn omdat de klanten waarvan we verwachten dat hun factuur bij ongewijzigd gedrag relatief het meest zou toenemen – dit zijn vaak netgebruikers met een beperkte afname (kWh) en benutting (kWh/kW) – per kW niet meer betalen in de nieuwe tariefstructuur dan andere klanten, terwijl dit per kWh wel duidelijk het geval is.

We wensen het maximumtarief enkel toe te passen op KVM klanten met een digitale meter. Gegeven de in Sectie 4.5 voorgestelde aanpak verwachten we dat klanten met een klassieke meter bij de invoering van de nieuwe tariefstructuur geen sterke tariefschokken zullen ervaren. Bovendien hebben deze klanten de mogelijkheid om een digitale meter aan te vragen en zodoende aangerekend te worden o.b.v. de voorgestelde tariefstructuur voor klanten met digitale meter, inclusief maximumtarief.

We willen de hoogte van het maximumtarief bij ingang van de nieuwe tariefstructuur zodanig instellen dat slechts een beperkt aantal netgebruikers ervan geniet en de herverdelende effecten hierdoor beperkt blijven. We beogen met de maatregel, in de mate van het mogelijke, vooral en alleen die klanten te bereiken die na invoering van de nieuwe tariefstructuur meer dan een verdubbeling van hun netfactuur ervaren. Om de prikkel tot gedragswijziging en investering

⁹⁶ Conform art. 4.1.22/2, 1^{ste} lid, °7 Energiedecreet plaatst de netbeheerder een digitale meter ‘met voorrang’ op verzoek van de netgebruiker.

voldoende hoog te houden, stellen we bovendien voor om de hoogte van het plafond jaarlijks op te trekken. We wensen de hoogte van het plafond voor alle jaren in de reguleringsperiode op voorhand vast te leggen rekening houdende met deze overwegingen.

VRAGEN

- 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 de maximumprijs op te bepalen?