



*Visienota COGEN Vlaanderen*

## **Nettarieven**

*juni 2019*

Zwartzustersstraat 16, bus 0102 - 3000 Leuven

016 58 59 97 | [info@cogenvlaanderen.be](mailto:info@cogenvlaanderen.be) | [www.cogenvlaanderen.be](http://www.cogenvlaanderen.be)



## Inhoud

1	Inleiding.....	3
2	Enkele belangrijke principes.....	3
2.1	De rol van transport- en distributienetten.....	3
2.2	Synchroniciteit.....	4
2.3	Relatie bruto jaarverbruik tot netbelasting.....	5
2.4	Voordelen decentrale productie.....	5
2.5	Impact op decentrale productie en energie-efficiëntie.....	8
2.5.1	Rendabiliteit WKK en decentrale productie.....	8
2.5.2	Effect op aankoop van energie-efficiëntere apparatuur.....	9
2.6	Stabiliteit van de facturatiebasis.....	9
2.6.1	Capaciteit.....	9
2.6.2	Bruto afname.....	13
3	Studie ICEDD betreffende een slimme tariefstructuur voor Brussel.....	13
3.1	Scenario 'As is'.....	14
3.2	Scenario 'Cost Reflective'.....	15
3.3	Scenario 'Capacity to Reduce Cost'.....	16
3.4	Conclusies ICEDD.....	17
4	Stand van zaken overleg tariefstructuur.....	17
4.1	Niet-piekgemeten klanten (studie EnergyVille).....	17
4.1.1	Tariefvoorstellen.....	17
4.1.2	Opmerkingen COGEN Vlaanderen.....	18
4.2	Piekgemeten klanten (VREG CONS 2019-1).....	19
4.2.1	Tariefvoorstel.....	19
4.2.2	Opmerkingen COGEN Vlaanderen.....	20
5	Visie COGEN Vlaanderen betreffende de tariefstructuur.....	21
5.1	Capaciteitsterm.....	21
5.2	Proportionele term met verschillende tariefperiodes.....	22
5.3	Injectietarief.....	23
5.4	Tarief voor de regeling van de spanning en van het reactief vermogen.....	23
5.5	Verdeelsleutel kosten tussen de verschillende spanningsniveaus.....	24
5.6	Eventuele teruggave uitzonderlijke winsten DNB door tariefwijziging.....	24
Bijlage A.	Representatieve parameters voor systeemkosten.....	25
Bijlage B.	Voorbeelden gebruik ToU-tarief in buurlanden.....	28

Bijlage C. Evaluatiecriteria gehanteerd door ICEDD ..... 29

## 1 Inleiding

De VREG wil – ten vroegste vanaf 2021 – de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven voor de afname en injectie van elektriciteit herzien. De aanleiding is een daling afgelopen jaren van de elektriciteitsafname van het distributienet o.a. ten gevolge van de toename van lokale productie (in hoofdzaak PV). De terugdraaiende teller zorgt ervoor dat dit effect nog meer uitgesproken is voor de netto gemeten afname<sup>1</sup>. Dit zorgt ervoor dat de globale facturatiebasis (vooral netto gemeten afname in kWh) kleiner wordt, en bijgevolg dat de nettarieven stijgen, wat enerzijds logisch is maar anderzijds politiek niet gewenst blijkt te zijn. Dit probleem zou reeds verholpen zijn enerzijds met de invoering van het ‘prosumentarief’ – indien correct berekend – en anderzijds het gebruik van de bruto afname bij de digitale meter. Desondanks wenst de VREG een nettarief op basis van capaciteit (aansluitvermogen, toegangsvermogen of maandpiek) in te voeren.

## 2 Enkele belangrijke principes...

Een aantal belangrijke principes worden als algemeen gekend verondersteld, maar komen in het overleg niet steeds als dusdanig naar voren. Daarom gaan we hier eerst kort op in.

### 2.1 De rol van transport- en distributienetten

Het finale doel van onze elektriciteitsnetten is op een zo efficiënt mogelijke manier de eindgebruikers toe te laten in hun elektrisch verbruik te voorzien (of nog algemener: de diensten en producten die gebruik maken van elektriciteit aan te kunnen wenden). **De totale kost voor de eindgebruiker dient zo laag mogelijk te zijn.** Gezien het beheer van de netten na de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt (noodgedwongen) een ‘monopolistisch’ systeem bleef, zijn het de regulatoren die samen met de netbeheerders over dit einddoel waken. **Overige aspecten, zoals vergoeding voor gerealiseerde investeringen etc., zijn belangrijk voor een goed functioneren, maar kunnen uiteraard nooit het overwicht nemen.** De eenzijdige focus op investeringen problematisch is voor een *slim distributienet* wordt ook door de netbeheerders als problematisch beschouwd.

Wanneer gezocht wordt naar manieren om het net zo efficiënt mogelijk uit te baten mag het volgende niet uit het oog verloren worden: er zijn heel wat manieren waarop het net op een goedkope manier kan ontwikkeld en uitgebaat worden maar waarbij wel bijkomende kosten op de eindgebruiker worden afgewenteld. Hoewel de netvergoeding in deze gevallen lager kan uitvallen, zal de totale kost voor de eindgebruiker in dat geval toch hoger zijn. Capaciteitstarieven stimuleren immers een continue benutting op laag vermogen, die bijvoorbeeld gerealiseerd kan worden door het installeren van

---

<sup>1</sup> Gezien bij de terugdraaiende teller niet enkel het lokaal verbruik, maar ook de geïnjecteerde elektriciteit de gemeten hoeveelheid elektriciteit vermindert.

batterijen. Deze brengen echter een belangrijke bijkomende kost met zich mee voor de gebruiker<sup>2</sup>, waarbij de som van deze kosten groter kan zijn dan de efficiëntiewinsten op het net (zie punt 2.6). Dergelijk gedrag verplicht de gebruiker bovendien om (dure) energie af te nemen op momenten met beperkte elektriciteitsproductie uit wind en zonneshijn en zijn afname te beperken, ondanks een overvloed aan goedkope, hernieuwbare injectie op de markten.

Eerder dan een 'efficiënte' benutting van het net na te streven, dient bijgevolg **gezocht naar een uitbating die de totale kost voor de eindgebruiker minimaliseert**. Daarbij moet overigens ook rekening gehouden worden met de kosten voor een aantal andere maatschappelijke vereisten (bijvoorbeeld verlaging CO<sub>2</sub>-uitstoot). Het is erg onwaarschijnlijk dat beide optima – die van de DNB's en die van de maatschappij als een geheel – samenvallen. In het huidige voorstel wordt echter voornamelijk aandacht besteed aan het optimaliseren van de efficiënte benutting van de netten zelf.

## 2.2 Synchroniciteit

Een heel belangrijk aspect in het kader van netbeheer is de synchroniciteit van de verschillende gebruikers. Hoewel er globaal pieken optreden in het gebruik (bijvoorbeeld de avondpiek), gebruikt nooit iedereen tegelijkertijd de beschikbare capaciteit. Hiermee wordt rekening gehouden bij het dimensioneren van de netten. Waar de feitelijke aansluitkabel zelf uiteraard het volledige vermogen moet kunnen voorzien, kunnen (en worden) componenten die 100en aansluitingen beleveren (bijvoorbeeld middenspanningstransformatoren) gedimensioneerd op enkele tienden van de som van alle opvraagbare vermogens<sup>3</sup>. De kosten van de netbeheerder zouden volgens de gebruikte tariefvoorstellen niet afhankelijk zijn van de afname, maar veeleer bepaald worden door de capaciteit die de netgebruiker vraagt. Dit gaat echter, zoals eerder aangehaald, voorbij aan de synchroniciteit van de vraag. De netinvesteringen worden immers bepaald door de som van alle gebruikers. Niet zozeer een toevallige piek is bepalend, dan wel de gevraagde capaciteit tijdens de piekperiode<sup>4</sup>. De netkosten die een gebruiker teweeg brengt worden dus meer bepaald door zijn gedrag tijdens een periode met hoge netbelasting dan door de maximale capaciteit die hij vraagt over een gegeven periode. Dit heeft een aantal implicaties:

- Men verwacht dat een capaciteitstarief een prikkel geeft voor een efficiënter gebruik van het net (zonder dat dit begroot of verder onderbouwd wordt), waardoor de netkosten op termijn zouden (kunnen) dalen. Het is echter niet onwaarschijnlijk dat, hoewel de gemiddelde

---

<sup>2</sup> Hiermee wordt overigens het gevaar geïntroduceerd dat de meer gegoede gebruikers die grotere vermogens ter beschikking willen dit type van investeringen doen, waardoor de basis waarop gefactureerd wordt (totaal aangesloten vermogen) daalt en men met exact hetzelfde probleem geconfronteerd wordt als wat men tracht te vermijden: stijgende tarieven voor de overblijvende groep en onzekerheid voor de DNB omtrent de inkomstenbasis.

<sup>3</sup> Lezing "Slimme netten in de praktijk", Infrax - Studiedag COGEN Vlaanderen & SGF *Slimme netten en WKK: uitdagingen en opportuniteiten* (29/2/2012; Hasselt)

<sup>4</sup> Uiteraard geldt dit niet voor de lokale aansluiting, de laatste meters tot aan de gebruiker: deze moet wel degelijk voorzien zijn op de maximale piek. Bij de grote gebruikers wordt deze aansluiting echter betaald door de gebruiker zelf, en bij de particuliere aansluitingen is de gebruikte kabel sowieso voorzien op voldoende grote vermogens. Deze kan immers niet vervangen worden bij het verzwaren van de aansluiting.

aansluitingscapaciteit waarschijnlijk wel zal dalen, de gevraagde capaciteit tijdens de piekmomenten niet even sterk zal dalen.

- Bij een capaciteitstarief wordt er geen verschil gemaakt tussen een verbruiker die gedurende 8760 uren per jaar een bepaalde capaciteit nodig heeft, en een gebruiker die deze capaciteit maar gedurende een beperkte tijd nodig heeft op willekeurig verdeelde tijdstippen. Dit is onterecht. De bewering dat het net op die capaciteit voorzien moet zijn – of ze nu benut wordt of niet – gaat immers enkel op voor de individuele aansluiting, en niet voor de netcomponenten die zich stroomopwaarts bevinden. Een WKK-installatie voor lokaal verbruik met een bepaald vermogen die op bepaalde momenten van het jaar uitligt (bvb onderhoud) vertegenwoordigt een aanzienlijk lagere kost dan een verbruiker die het hele jaar door datzelfde vermogen vraagt. Een beperking van de capaciteitsvergoeding t.o.v. de energiegebaseerde vergoeding door middel van een maximumprijs of plafond is in dat opzicht erg logisch.
- Bij het afschaffen van het nachttarief zal de synchrone piekvraag wellicht zelfs toenemen. De totale capaciteit die de netbeheerders moeten voorzien zal dan stijgen, en de kosten zullen dus niet dalen.

***Het aspect van (al dan niet) gelijktijdigheid van het gebruik en de concrete bijdrage ervan aan een piekbelasting zou moeten meegenomen worden bij het vaststellen van de tarieven.***

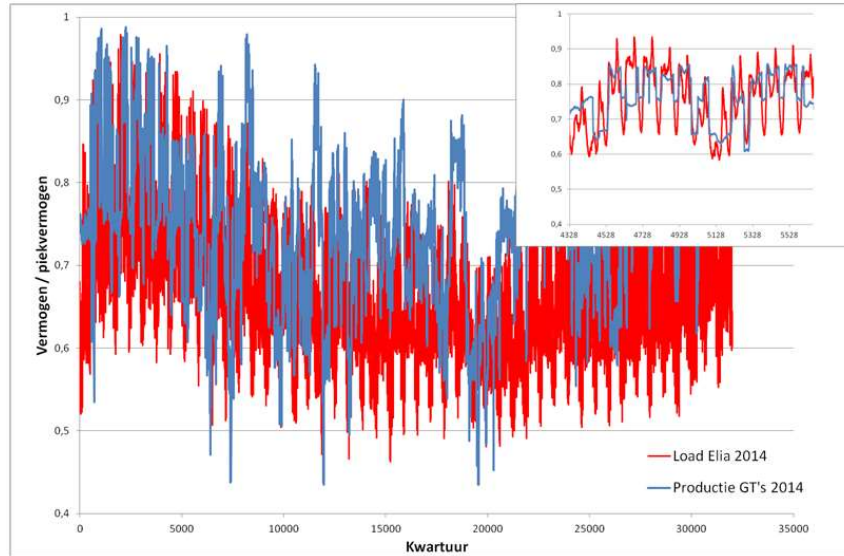
### 2.3 Relatie bruto jaarverbruik tot netbelasting

De netten worden gedimensioneerd op hun synchroon piekvermogen, waardoor de daarmee verbonden investeringskosten ook de voornaamste kostenveroorzaker zijn. Discussies over de tariefstructuur gaan over hoe deze kost vertaald kan worden naar een kost voor de individuele netgebruikers. Of omgekeerd, hoe het gedrag van een individuele netgebruiker bijdraagt tot de oorzaak van de synchrone piek.

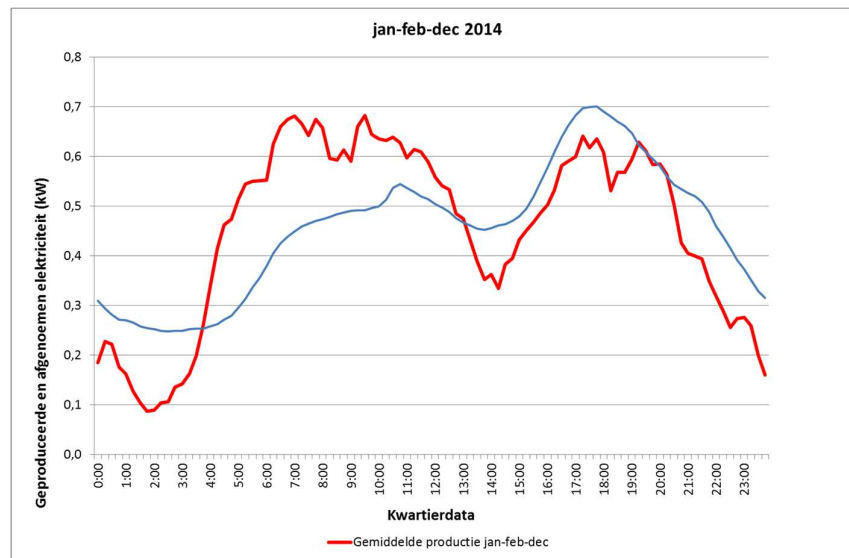
Vaak wordt verondersteld dat verschillende vormen van capaciteit van een individuele netgebruiker een goede indicatie geeft van zijn bijdrage tot het synchrone piekvermogen op het net en dat deze de kosten van het net reflecteert. In Bijlage A wordt aangetoond dat deze veronderstelling niet klopt. Namelijk het bruto jaarverbruik geeft een betere correlatie met de netbelasting dan de jaarpiek, ongeacht het aantal synchrone pieken (1, 5 of 30) die in rekening genomen worden. Daarnaast bekomt men een hogere correlatie door meerdere synchrone pieken in rekening te nemen, ook al zijn deze verspreid over het jaar. Niet voor niets werden de netten voor bepaalde types van klanten (bijvoorbeeld residentiële afname) vroeger gedimensioneerd op basis van het jaarverbruik van deze afnemers.

### 2.4 Voordelen decentrale productie

Decentrale productie biedt een aantal belangrijke voordelen voor de uitbating van het distributienet. Zeker voor WKK kan men stellen dat de productie net-ontlastend werkt: de productie verloopt synchroon met de vraag, zowel op micro-schaal (lokaal verbruik van warmte gaat doorgaans gepaard met lokaal verbruik van elektriciteit) als op macro-schaal (WKK-productie op distributienet en globale elektriciteitsvraag volgen gelijke seizoenstrends). Dit wordt in onderstaande figuren getoond voor zowel industriële installaties (Figuur 1) als voor residentiële installaties (Figuur 2).



**Figuur 1: Vergelijking van de gemiddelde productie van een achttal industriële WKK-installaties met de globale netafname in België**

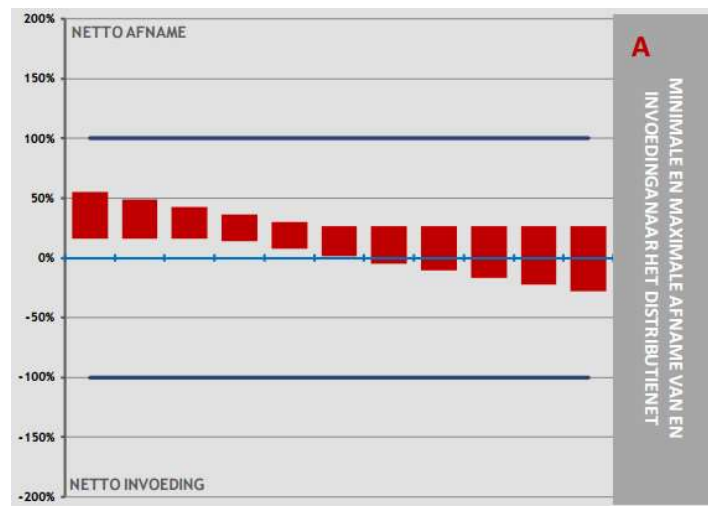


**Figuur 2: Vergelijking van het gemiddelde dagprofiel voor de productie van elektriciteit uit een residentiële micro-WKK tijdens de winterperiode (rood) met een overeenkomstig gemiddeld Belgische lastprofiel tijdens deze maanden (blauw)**

De positieve impact van bijvoorbeeld residentiële micro-WKK wordt ook duidelijk onderkend in een ECN-studie naar de tariefsystematiek van het elektriciteitsnet<sup>5</sup>. Figuur 3 simuleert op de verticale as de evolutie van de piekafname (maximale waarde) en piekinjectie (minimale waarde) in een wijk met 100 woningen weer, waarbij veelvouden van 10 huizen uitgerust worden met micro-WKK (x-as).

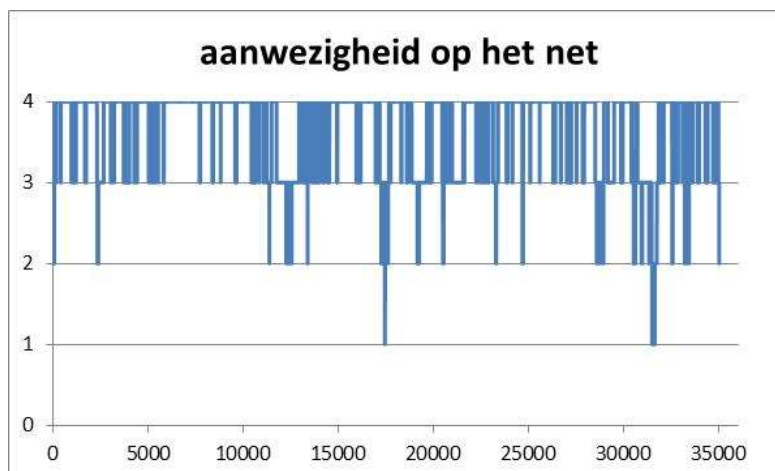
<sup>5</sup> De tariefsystematiek van het elektriciteitsnet (2013); R. Hakvoort et al.

Naarmate meer micro-WKK-installaties in de wijk geïmplementeerd worden neemt de piekbelasting op wijkniveau af terwijl de injectie ten allen tijde beperkt blijft tot eenzelfde vermogen.



Figuur 3: netto afname op het net in functie van het percentage aanwezig micro-WKK's. Helemaal links: 0% (geen installaties); helemaal rechts: 100% (in elke woning een micro-WKK).

Daarnaast is het niet produceren vanwege een onderhoud of uitval per definitie asynchroon. Storingen aan de WKK of het proces dat dat gevoed worden met warmte van de WKK zijn vanzelfsprekend willekeurig. Onderhoud aan verschillende WKK-installaties wordt niet-gelijktijdig gepland, omwille van de piekbelasting van de onderhoudsfirma's. Daarom is de kans dat verschillende industriële WKK's tegelijkertijd niet produceren zeer klein, zoals weergegeven wordt in Figuur 4. Gedurende alle kwarturen van een jaar is minstens één WKK-installatie aanwezig. Gedurende 8732,5 van de 8760 uur (99,7%) zijn er minstens 2 WKK-installaties beschikbaar en gedurende 8510 uur (97,1%) zijn er minstens 3 WKK-installaties beschikbaar.



Figuur 4: De gelijktijdige aanwezigheid van vier industriële WKK's gedurende de 35.040 kwarturen van een jaar.

Daarnaast leveren decentrale productie-installaties heel wat net-ondersteunende diensten en worden de eisen die hen gesteld worden steeds strenger. **Het positieve effect dat decentrale productie-**

***installaties kunnen hebben op de netkosten moet gevaloriseerd kunnen worden en een simpel capaciteitstarief neemt dit niet mee.***

## **2.5 Impact op decentrale productie en energie-efficiëntie**

Een capaciteitstarief heeft een negatieve impact op enerzijds decentrale productie en anderzijds energie-efficiëntie maatregelen. Dit is onlosmakelijk verbonden aan een lagere variabele energiekost in combinatie met een hogere vaste kost waar deze technologieën weinig rechtstreekse impact op hebben.

### **2.5.1 Rendabiliteit WKK en decentrale productie**

De rendabiliteit van een WKK-installatie wordt in sterke mate bepaald door de spark spread, die op haar beurt afhankelijk is van de prijs voor gas en elektriciteit. Elektriciteit die lokaal geproduceerd en verbruikt wordt heeft voor de netgebruiker een hogere waarde dan de elektriciteit op de groothandelsmarkt: ook vermeden netkosten dragen immers bij tot de waarde van de lokaal opgewekte elektriciteit. De waarde van de lokaal opgewekte elektriciteit komt immers overeen met de totale vermeden kost voor de aankoop van elektriciteit via het net. Wanneer de netkosten verschuiven van een variabele vergoeding (per MWh) naar een vaste vergoeding (per MW), daalt de variabele kost voor elektriciteit die aangekocht wordt via het net, en daalt automatisch ook de waarde van de lokaal geproduceerde elektriciteit. Dit is nadelig voor de rendabiliteit van decentrale productie-installaties en zal ofwel een remmend effect hebben op nieuwe investeringen die leiden tot een primaire energiebesparing, ofwel een verhoogd niveau van subsidiëring noodzakelijk maken.

Zoals onder punt 2.4 werd aangetoond heeft WKK over het algemeen een gunstige invloed op de totale kost voor netuitbating. Daarnaast leveren de huidige WKK-installaties een erg belangrijke bijdrage aan de leveringszekerheid van ons net: in Vlaanderen staat ongeveer 2 GW aan WKK-vermogen opgesteld, goed voor het vermogen van 2 grote kerncentrales. Deze installaties zullen bijna allen maximaal produceren op momenten waarop er veel vraag is naar elektriciteit in West-Europa, vooral gedreven door de warmtevraag. Het is duidelijk dat dit vermogen broodnodig is. Daarenboven zijn deze installaties goed voor een primaire-energiebesparing van grootte-orde 10 TWh (gelijk aan bijvoorbeeld 5000 MW aan PV-panelen).

Daarnaast wordt vaak verwezen naar de mogelijkheid om de negatieve effecten van capaciteitstarieven te neutraliseren via het steunbeleid. Dit is immers een gemakkelijke 'uitweg' die bij elke ingreep op de rentabiliteit wordt aangehaald (bijvoorbeeld ook bij mogelijke afschakeling in kader van technische flexibiliteit<sup>6</sup>, maar ook ingrepen in andere beleidsdomeinen zoals bijvoorbeeld vergunningcriteria). Iedereen beseft echter dat er op vandaag weinig ruimte is om de financiële ondersteuning voor decentrale productie sterk op te drijven, en dat de kans op een dergelijke "verhoging om te neutraliseren" dus beperkt is. De sector zelf wil niets liever dan zonder overheidssteun toe te komen, maar dat kan slechts wanneer alle voordelen (milieu, leverzekerheid,...) en ondersteunende diensten die verschillende technologieën bieden op een correcte manier gevaloriseerd worden. De huidige tariefvoorstellen gaan net de andere kant uit, en gaan voorbij aan een globale visie op het energiesysteem. Daarbij bepaalt de energie-efficiëntierichtlijn en de

---

<sup>6</sup> Technische flexibiliteit is het afschakelen van productie-installaties door de netbeheerder omwille van lokale netproblemen waaronder netcongestie.



richtsnoeren in het Energiedecreet dat de nettarieven de kostenbesparingen moeten weerspiegelen die behaald worden door (o.a.) gedistribueerde opwekking.

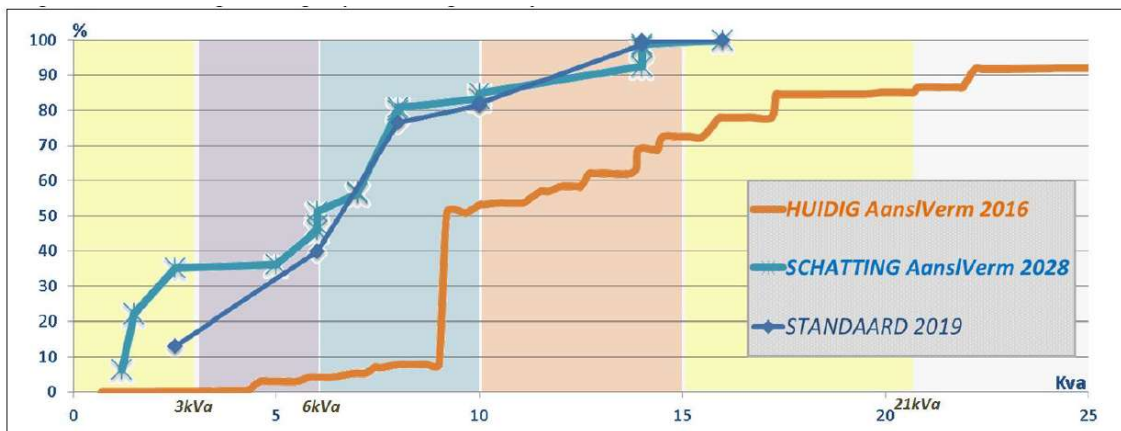
### 2.5.2 Effect op aankoop van energie-efficiëntere apparatuur

Capaciteitstarieven hebben, om redenen zoals aangehaald in paragraaf 2.5.1, eveneens een negatieve invloed op investeringen in energie-efficiëntie (met focus op verlaagd elektriciteitsverbruik)<sup>7</sup>. Een puur capaciteitstarief voldoet hiermee niet aan de richtsnoeren van het Energiedecreet die bepalen dat de structuur van de tarieven rationeel gebruik van energie moeten bevorderen.

## 2.6 Stabiliteit van de facturatiebasis

### 2.6.1 Capaciteit

Capaciteitstarieven zullen een prikkel geven om het aansluitvermogen te verminderen. Figuur 5 geeft een inschatting van deze daling op basis van studiewerk van Eandis in 2016. Deze geeft een verdeling weer van het huidige aansluitvermogen (d.d. 2016), de werkelijke klantenbehoefte op korte termijn (2019) en het aansluitvermogen op middellange termijn (2028). Zo hebben momenteel ongeveer de helft van de aansluitingen een capaciteit kleiner dan 10 kVA. Zoals men kan zien verschuift de verdeling naar kleinere aansluitvermogens. In 2028 zullen 80% van de aansluitingen kleiner zijn dan 10 kVA.



Figuur 5: Aansluitvermogen per vermogensschijf: huidig, werkelijke klantenbehoefte op korte termijn (2019) en op middellange termijn (2028) (Eandis, 2016)

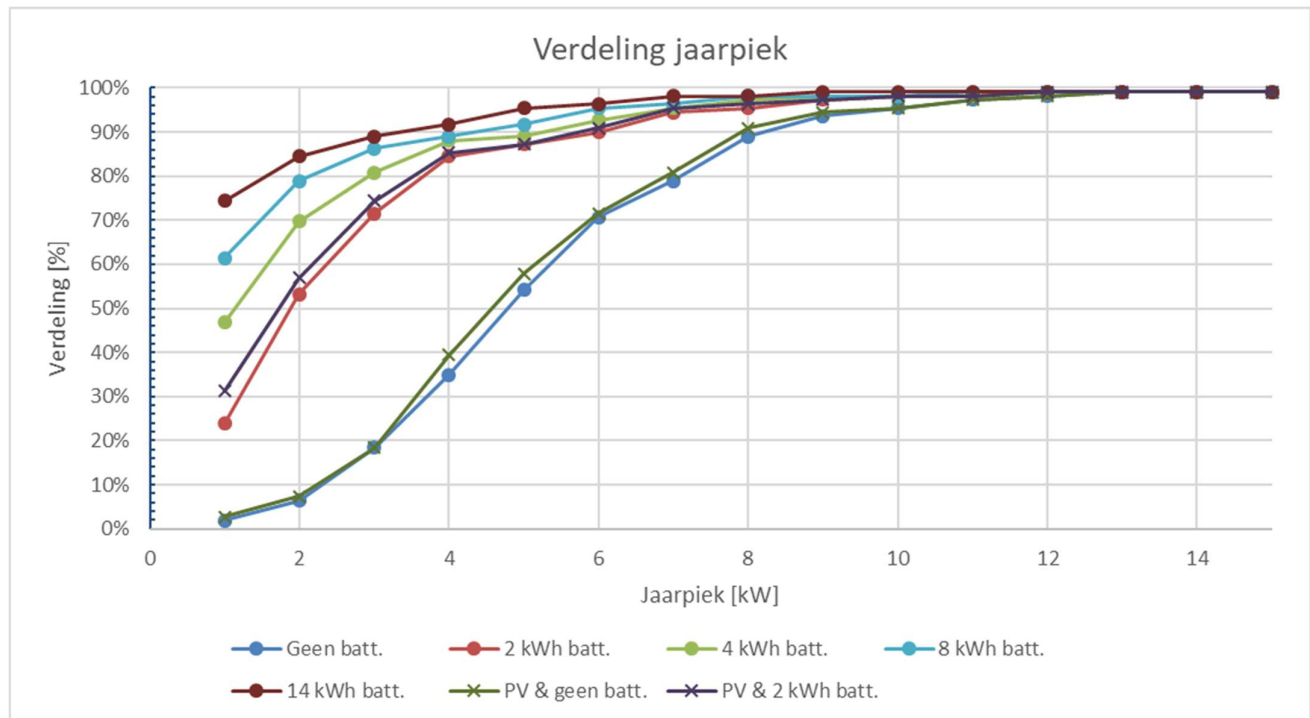
Zelf zijn we na gegaan wat het effect zou zijn indien de netgebruiker, omwille van de prikkel om zijn piekvermogen te reduceren, zou investeringen in batterijen (= peak shaving). Onze berekeningen zijn gebaseerd op de verbruiksgegevens van 109 slimme meters van Fluvius Open data<sup>8</sup>. De resultaten zijn terug te vinden in Figuur 6.

Hierbij zien we dat een kleine batterij van slechts 2 kWh reeds een sterke verschuiving naar kleinere aansluitvermogens kan veroorzaken. Zo zou, indien elke netgebruiker een 2 kWh batterij installeert, ongeveer 50% van de netgebruikers hun jaarpiek kunnen beperken tot 2 kW en bijna 90% van de

<sup>7</sup> In 2009 werd bijvoorbeeld in Nederland beslist om na invoering van een capaciteitstarief voor elektriciteitstransport voor de kleinverbruiker via een compensatieregeling de vergoeding toch variabel te houden, net om een negatief effect op de energiebesparingsprikkel te vermijden.

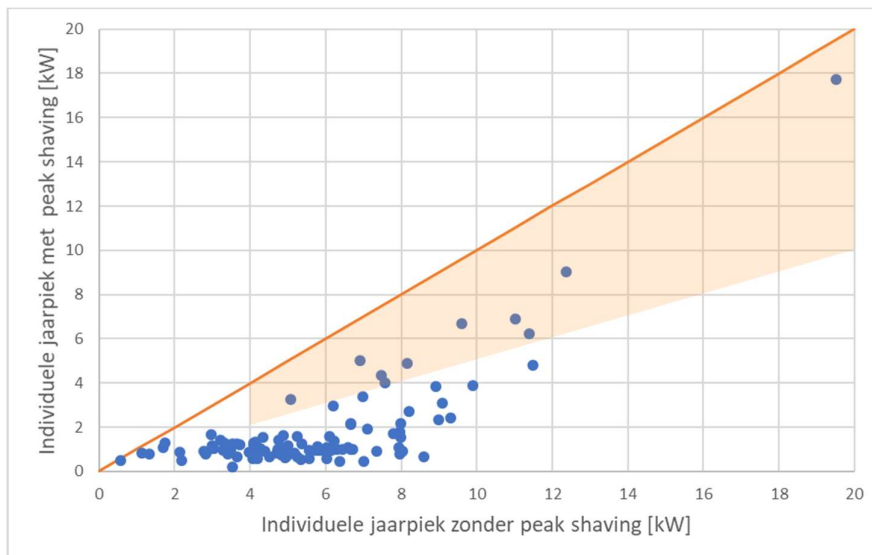
<sup>8</sup> Bron: <https://www.fluvius.be/nl/thema/nutsvoorzieningen/open-data>

netgebruikers hun jaarpiek kunnen beperken tot 5 kW. Hierdoor wordt de som van de individuele jaarpieken met 40% gereduceerd. Door het gebruik van grotere batterijen zou de jaarpiek nog verder gereduceerd kunnen worden.



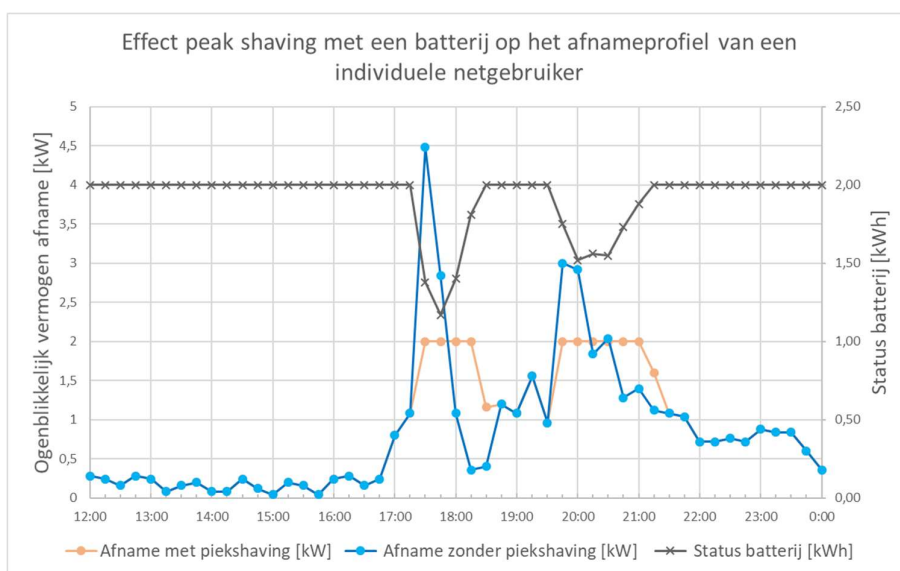
**Figuur 6: Daling van het aansluitvermogen in functie van de geïnstalleerde batterijcapaciteit**

Daarnaast is uit Figuur 7 af te leiden dat er ook verschillende netgebruikers die hun jaarpiek moeilijk kunnen reduceren door middel van batterijen. Dit is voornamelijk ten gevolge van toepassingen die gedurende lange tijd relatief grote vermogens vragen waarvoor grote batterijen, zoals de Tesla Powerwall, geen oplossing bieden om hun piek te reduceren. Voorbeelden hiervan zijn elektrische (accumulatie)verwarming, elektrische warmtepompen en elektrische wagens. Enkel een slim capaciteitstarief, waarbij een prikkel gegeven wordt in functie van de (verwachte) toestand van het net, kan hiervoor een oplossing bieden.



**Figuur 7: Reductie individuele jaarpiek door een Tesla Powerwall 2 (14 kWh). De netgebruikers met niet-reduceerbare toepassingen bevinden zich in het oranje gebied.**

Indien netgebruikers hun jaarpiek zouden reduceren door middel van een batterij tot bv. 2 kW zal dergelijk gedrag ervoor zorgen dat deze 2 kW met veel grotere kans opgevraagd wordt op het moment van de synchrone piek van het distributienet, doordat de aansturing van de batterij zal streven naar een continue afname (van 2 kW). Dit blijkt uit Figuur 8, waarbij wel de piek om 17u30 en 17u45 wordt gereduceerd, maar afname verhoogt wordt om 18u00, 18u15 en 18u30. Dit zullen waarschijnlijk momenten zijn waarom andere netgebruikers (bv. de burens) hun avondpiek trekken, waardoor de globale avondpiek ongewijzigd blijft. De netgebruiker zal ook niet geneigd zijn om het opladen van de batterij uit te stellen gezien deze enerzijds hiervoor geen prikkel krijgt door bv. een Time-of-Use verbruikstarief en anderzijds hierdoor een groter risico loopt om de daaropvolgende piek niet meer te kunnen opvangen.

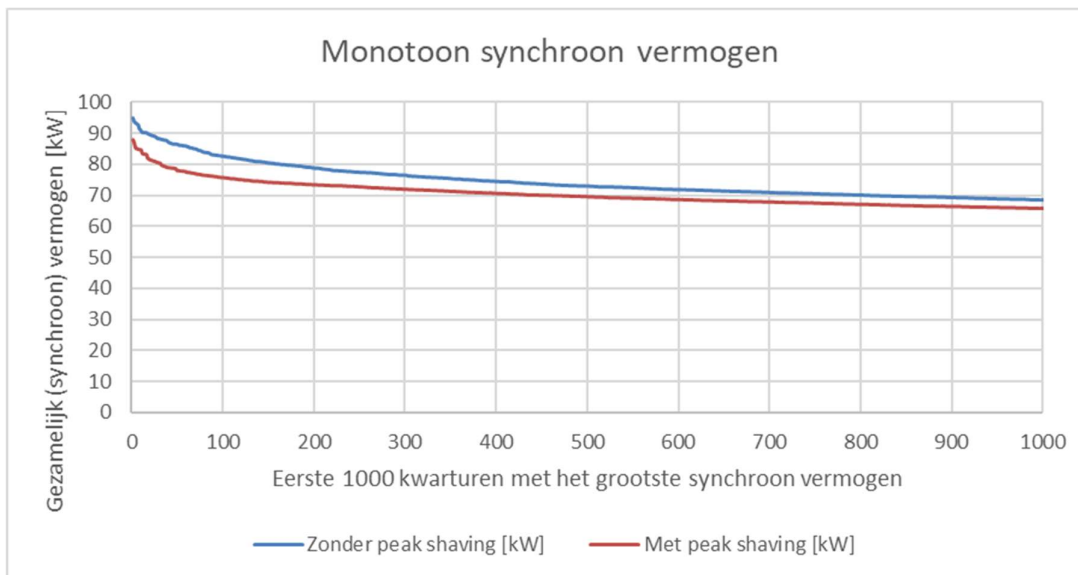


**Figuur 8: Effect van peak shaving met batterijen op het afnameprofiel van een individuele netgebruiker**

Als gevolg hiervan kunnen individuele 2 kWh batterijen de **som van individuele jaarpieken met 40%** laten dalen terwijl de impact op de synchrone piek slechts beperkt. In Figuur 9 is te zien dat de **synchrone piek** van 94,84 kW naar 88 kW daalt, een **daling van slechts 7%**<sup>9</sup>. In de praktijk zal deze daling nog kleiner zijn gezien batterijen een omzettingsverlies hebben van minimaal 10%, waardoor de totale afname zal stijgen. Bijgevolg kan hetzelfde probleem – afnemende facturatiebasis bij gelijkaardige kost – opnieuw plaatsvinden wanneer er overgeschakeld wordt op een capaciteitstarief. Ook hier valt dan een stijging van de prijs per tariefcomponenten te verwachten. De netgebruikers die hierdoor het meest geïmpacteerd zullen zijn, zijn netgebruikers:

- die (financieel) niet kunnen of willen investeren in batterijen
- met toepassingen waarbij batterijen geen significante reductie opleveren van de aansluitcapaciteit, nl. elektrische verwarming, warmtepompen en wagens

Daarbij zal, hoewel de netkost slechts beperkt daalt, de totale kost voor de netgebruikers stijgen omwille van de bijkomende investeringen in batterijen. Deze batterijen zullen daarenboven hoofdzakelijk gestuurd worden in functie van maximale peak shaving, waarbij de batterij zoveel mogelijk maximaal opgeladen is (zie Figuur 8). Een alternatieve sturing vergroot immers het risico dat een piek niet opgevangen kan worden door een volle batterij. Bijgevolg kunnen ze ook niet de nodige flexibiliteit leveren aan het elektriciteitssysteem betreffende de integratie van hernieuwbare energie. Zoals men in Figuur 8 kan vaststellen zal de batterij voornamelijk opgeladen met grijze stroom.



**Figuur 9: Het effect van individuele peak shaving van de netgebruikers, door middel van 2 kWh batterijen, op de synchrone piek**

Bijkomend valt op te merken dat PV (bijna) geen impact heeft op de jaarpiek. Dit wordt getoond in Figuur 6. Tevens is de reductie van de som van de individuele jaarpieken ten gevolge van individuele

<sup>9</sup> Door installatie van 109 individuele 2 kWh batterijen (totaal = 218 kWh) kan men de synchrone piek op het net met maximaal 7% reduceren. Hetzelfde effect bereikt men door één 4 kWh batterij op wijkniveau.

batteren met of zonder PV<sup>10</sup> samengevat in Tabel 1. Zoals hieruit af te leiden valt, zal bij een puur capaciteitstarief een uitbreiding van de opslagcapaciteit meer effect hebben dan de plaatsing van een PV-installatie. Hiermee staat een capaciteitstarief haaks op allerlei hernieuwbare energiedoelstellingen (PV, warmtepompen en elektrische wagens).

**Tabel 1: Reductie van de som van de jaarpieken voor batterijen eventueel in combinatie met PV**

	2 kWh	4 kWh	6 kWh	8 kWh	10 kWh	12 kWh	14 kWh
<b>Zonder PV</b>	40%	52%	56%	59%	62%	64%	66%
<b>Met PV</b>	44%	53%	59%	62%	64%	66%	67%

### 2.6.2 Bruto afname

Bij energie-gebaseerde nettarieven moet er een onderscheid gemaakt worden tussen netto afname (= terugdraaiende teller principe) en bruto afname (ogenblikkelijke afname). Zoals geweten, is het eenvoudig met decentrale productie de netto afname naar nul te reduceren. Echter, gezien de zelfafname van PV rond de 30%, is het niet vanzelfsprekend om, zonder batterijen, de bruto afname verder te reduceren dan deze 30%. Als we deze waarde vergelijken met deze uit Tabel 1, kan men concluderen dat een tariefbasis op basis van de bruto afname stabiel is dan deze op basis van capaciteit, nl. een 2 kWh batterij zorgt voor een grotere afname van de facturatiebasis gebaseerd op capaciteit dan de reductie dat PV kan teweeg brengen bij een tariefbasis op bruto afname. Ook bij de combinatie van batterijen en PV scoort bruto afname qua stabiliteit niet noodzakelijk slechter dan een capaciteitsgebaseerd nettatarief. Daarbij geeft bruto afname nog de juiste prikkel qua decentrale productie en energiebesparing.

## 3 Studie ICEDD betreffende een slimme tariefstructuur voor Brussel

Bij het uitwerken van een nieuwe tariefstructuur dient men rekening te houden met de basisprincipes besproken in vorige hoofdstuk. Dit is gebeurd in de studie naar een nieuwe tariefstructuur die ICEDD heeft uitgevoerd in opdracht van de Brusselse regulator BRUGEL<sup>11</sup>. BRUGEL was van oordeel dat de huidige tariefstructuur niet meer is aangepast aan de behoeften van de distributienetbeheerder en geen rekening houdt met de nieuwe uitdagingen i.v.m. de energietransitie op een geliberaliseerde markt. Hierbij identificeerden ze drie belangrijke uitdagingen:

1. de groei van hernieuwbare energiebronnen in de elektriciteitsproductie;
2. de integratie van nieuw energieverbruik (elektriciteit, gas) om de milieu-impact van de energieproductie en het energieverbruik te verminderen;
3. het gebruik van innovatieve technologieën om de energietransitie aan een lagere kostprijs mogelijk te maken.

<sup>10</sup> We hebben verondersteld dat de PV-installatie zodanig is gedimensioneerd dat de PV-productie op jaarbasis overeen komt met het jaarverbruik van de netgebruiker.

<sup>11</sup> Project van studie betreffende de invoer van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ([BRUGEL-STUDIE-20180619-26](#))

De doelstelling van de studie die BRUGEL door ICEDD heeft laten uitvoeren behelst het onderzoeken van de impact van de invoering van een capaciteitstarief op laagspanning in het Brussels Gewest, voor de tariefperiode 2020-2024, vanuit economisch, sociaal en milieuoogpunt.

Op basis van een literatuurstudie en ervaringen van buurlanden en -regio's heeft ICEDD 17 evaluatiecriteria gedefinieerd waarop elke tariefstructuur kan geëvalueerd worden. Deze zijn terug te vinden in Bijlage C. Vernieuwend is dat er ook acht criteria zijn opgenomen die evalueren of de tariefstructuur de mogelijkheid heeft om de energietransitie te ondersteunen tegen de laagst mogelijke kost.

Er werden drie scenario's/tariefstructuren gedefinieerd:

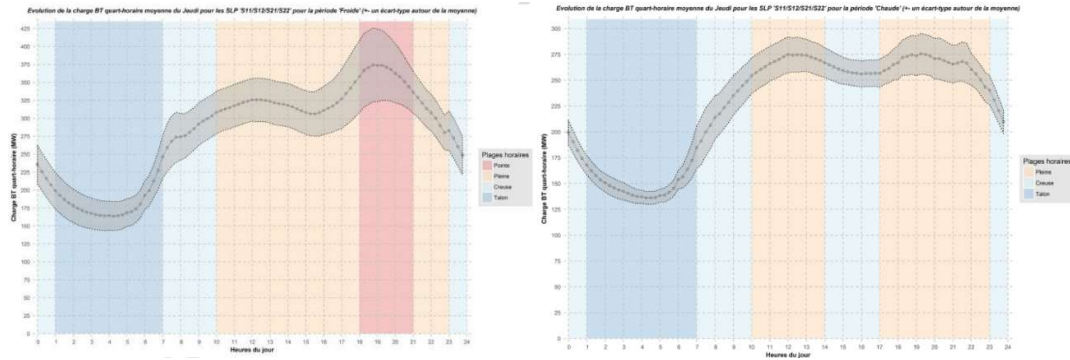
1. 'As Is', dat overeenstemt met de huidige tariefstructuur;
2. 'Cost Reflective', dat overeenstemt met de situatie waarin het tarief de kostenstructuur zo goed mogelijk weergeeft;
3. 'Capacity to Reduce Cost', dat beantwoordt aan de uitdaging om de energietransitie te realiseren tegen de laagste kost.

Deze scenario's worden hieronder toegelicht. De scenario's werden bestudeerd vanuit een perspectief op middellange termijn (met digitale meters) waarbij er rekening gehouden wordt met een lange overgangperiode tijdens dewelke meerdere metertypes naast elkaar zullen bestaan. De tarieven voor de klassieke meters zijn gelijk aan deze van de digitale meters waarbij het overeenkomstig SLP-profiel van de netgebruiker wordt verondersteld.

### 3.1 Scenario 'As is'

De huidige tariefstructuur in Brussel komt overeen met een bijna volledig proportioneel tarief (€/MWh), exclusief een vaste vergoeding voor de meterhuur (6% inkomsten). De proportionele term maakt een onderscheid tussen enkelvoudig, tweevoudig dag/nacht en exclusief nacht.

Bij het gebruik van een digitale meter is het niet langer nodig om het aantal tijdperiodes te beperken tot 2 tijdsperiodes. Ervaring in Frankrijk toont aan dat 4 vooraf vastgestelde tijdperiodes optimaal is. Deze tijdsperiodes worden van tevoren vastgesteld en kunnen variëren naar gelang van het seizoen of de locatie, op voorwaarde dat alle klanten van de DNB onderworpen zijn aan tijdperiodes met gelijkwaardige prijzen en duurtijd. Het is aan de distributienetbeheerder om, op basis van zijn historische kennis van de stromen en kenmerken van zijn netwerk, de periodes en prijsverschillen van de verschillende tariefklassen voor te stellen (zie Figuur 10). Op die manier heeft de DNB een reële mogelijkheid om pieken op zijn netwerk af te vlakken, de risico's van congestie en overspanning te verminderen en bijkomend de verliezen te beperken. Een goed ontworpen proportioneel prijssysteem, met slimme meters, maakt het dus mogelijk om echt invloed te hebben op de pieken en dalen van het verbruiksprofiel, en daarmee op de levensduur en de investeringsnoden van het netwerk.



Figuur 10: De vier tariefperiodes tijdens koude (links) en warme (rechts) perioden

### 3.2 Scenario ‘Cost Reflective’

De tariefstructuur in het ‘Cost Reflective’-scenario weerspiegelt zo goed mogelijk de kostenstructuur met vaste term (10%), een capaciteitsterm (80%) en een proportionele term (10%).

Gezien de capaciteitsterm voor 80% uitmaakt van het totale budget, zullen netgebruikers een sterke stimulans krijgen om hun **fysische aansluitcapaciteit** te **verminderen**. Dit zou kunnen leiden tot een **vermindering van het comfort en de flexibiliteitscapaciteit** van deze klanten. Bovendien gaat deze vermindering initieel niet gepaard met een reductie van het totale budget waardoor een tariefverhoging van deze capaciteitsterm zich dan snel opdringt. Op lange termijn zal dit leiden tot een te beperkte dimensionering van de netcapaciteit om de toepassingen die deel uitmaken van de gewenste energietransitie (bijvoorbeeld elektrificatie van het wagenpark, uitrol van warmtepompen,...), toe te laten.

Daarom wordt het begrip ‘**capaciteit met flexibele toegang**’ voorgesteld. De komst van digitale meter maakt deze nieuwe functie mogelijk. In deze configuratie houdt de netgebruiker alle technische capaciteit van haar aansluiting operationeel (als zij deze wil versterken, gelden de niet-periodieke tarieven), maar kan zij een gegarandeerde capaciteit onderschrijven die lager is dan de technische capaciteit van haar aansluiting. In de praktijk **draagt de netgebruiker financieel** bij op basis van de **gegarandeerde contractuele capaciteit**, maar kan zij **profiteren van de totale technische capaciteit wanneer het netwerk niet verzadigd is**. Wanneer het netwerk anticipeert op een synchrone piek of een afwijking van de standaardconfiguratie (vb door onderhoud, bij interventies) kan de toegangscapaciteit van de netgebruiker teruggebracht worden tot het niveau van de onderschreven vermogen. De distributienetbeheerder creëert hierbij een dynamisch instrument, ook al zou de instructie enkele uren van tevoren worden meegedeeld, om pieken en congestie te vermijden.

Het factureren van de capaciteitsterm op basis van een gegarandeerde capaciteit met flexibele toegang maakt het dus mogelijk om volledig ‘kosten-reflectief’ te zijn, aangezien de financiële bijdrage van de netgebruiker wordt berekend op basis van de toegangscapaciteit van deze netgebruiker op het exacte moment dat het netwerk zijn grenzen bereikt, nl. tijdens de synchrone piek. Dit voorstel is in overeenstemming met de conclusies uit recente literatuur<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Passey, Robert, Haghdaei Navid, Anna Bruce, et Iain MacGill. 2017. « Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges ». *Energy Policy*.

Uiteraard kan een beperkte capaciteitsterm ook van toepassing zijn op de fysieke aansluitcapaciteit. Deze hypothese wordt in de studie niet gehandhaafd om drie belangrijke redenen:

1. het zou de prikkel beperken om de gegarandeerde capaciteit van de netgebruiker te verminderen,
2. het zou de fysieke capaciteit van de verbinding artificieel beperken (zonder voordeel voor de DNB met verlies aan flexibiliteitsmogelijkheden) en
3. het zou de tariefstructuur complexer maken door de bijkomende term.

### 3.3 Scenario 'Capacity to Reduce Cost'

Dit nettatarief is een combinatie van de twee bovenstaande nettarieven met als doel om de kosten van zowel de netwerkbeheerder als de netgebruikers te verlagen. Deze kostenverlaging moet gezien worden in een veranderende markt, waar initiatieven moeten worden genomen om rekening te houden met de ontwikkeling van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en de komst van nieuwe vormen van elektriciteitsverbruik.

In dit scenario wordt ervan uitgegaan dat een aanzienlijk aantal netgebruikers actief mee zullen participeren om de totale kost van de energietransitie (inclusief kost voor balancing en piekvermogen) onder controle te houden. Door alle netgebruikers de kans te geven mee te laten participeren om de kosten te verlagen, zal dit bovendien de legitimiteit van de nettarieven versterken. Hierbij wordt rekening gehouden met de Richtlijnen 2009/72/EG (artikelen 36 en 37) en 2012/27/EU (artikel 15), waarin uitdrukkelijk wordt gesteld dat de distributietarieven de deelname van de consument aan de energie-efficiëntie, inclusief het beheer van de vraag, moeten verbeteren.

Uit het resultaten van de vorige twee scenario's blijkt dat het 'As is'-scenario geschikt is om het vraagprofiel te beïnvloeden ten voordele van de DNB dankzij gedifferentieerde tarieven op basis van vier door de DNB vastgestelde tijdsperiodes (Time-of-Use of ToU). Het "Cost Reflective"-scenario maakt het mogelijk om, door middel van een 'capaciteitstarief met flexibele toegang', de klant te belonen die ermee instemt om zijn capaciteit te verminderen op kritieke momenten, d.w.z. op momenten waarop het netwerk op zijn grenzen zit. Op andere momenten behoudt de netgebruiker maximale flexibiliteit om zijn verbruik te verplaatsen, te profiteren van de laagste elektriciteitsprijzen en de kosten voor het netverbruik te verlagen. Beide scenario's mikken op het verlagen van de investeringsbehoeftes in het distributienet.

In het scenario 'Capacity to Reduce Costs' wordt de vaste term weggelaten om netgebruikers maximaal te stimuleren hun gedrag aan te passen. Binnen dit scenario zijn er twee varianten uitgewerkt. In een eerste variant wordt de netkosten gelijk (50%/50%) verdeeld over zowel de proportionele termen en de capaciteitstermen.

De tweede variant vertrekt vanuit een andere logica. Waar de capaciteitsterm vooral relevant is voor de DNB, zijn de proportionele termen uiterst belangrijk voor de overige marktspelers, in die zin dat het mogelijk is om de afname te sturen naar periodes waar de injectie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen hoog is of wanneer de vraag laag is. Bovendien blijft een voldoende grote proportionele term de belangrijkste stimulans voor een spaarzaam gebruik van elektriciteit. Daarom wordt een tweede variant geïntroduceerd waarbij 80% van de netkosten verrekend wordt volgens



proportionele termen en 20% volgens een capaciteitsterm. In beide varianten bestaat de proportionele term uit 4 tariefniveaus, gebaseerd op ToU.

### 3.4 Conclusies ICEDD

Uit de resultaten (zie Figuur 15 in Bijlage C) blijkt één scenario globaal en voor elk van de marktpartijen afzonderlijk als beste naar voor te komen, namelijk het scenario 'Capacity to Reduce Cost' waarbij **20%** van de begrotingsmiddelen van de DNB gedekt zal zijn door een **flexibel capaciteitstarief** (€/kW) en **80%** van de begroting gedekt zal zijn door een **proportioneel tarief** (€/MWh), gedifferentieerd in functie van **4 tijdsperioden**. De toepassing van deze tariefstructuur zou het mogelijk moeten maken de energietransitie tegen de laagste totale kost uit te voeren door de behoeften aan versterking van het distributienet tegen 2030 aanzienlijk te verminderen. Ze zou ook de vorming van een flexibiliteitsmarkt op niveau van distributienetbeheer mogelijk maken, in eerste fase enkel op basis van verplaatsen van verbruik ten gevolge van de proportionele ToU-tarieven, in tweede fase door bijkomende sturing van piekverbruik via elektriciteitsopslag (stationaire batterijen, elektrische voertuigen) of indirect via voldoende warmtebuffering gekoppeld aan WKK en/of warmtepomp.

## 4 Stand van zaken overleg tariefstructuur

De VREG startte het traject tot herziening van de tariefstructuur in juni 2016. Met deze eerste consultatie (VREG CONS-2016-05) wensten ze het draagvlak voor een capaciteitstarief en de basisprincipes van een eventuele tariefstructuurhervorming af te toetsen. Gevolg gevend aan de reacties op de consultatie en de diverse bezorgdheden, startte de VREG in 2017 afzonderlijke trajecten op voor de piekgemeten klanten enerzijds en de (huidige) niet-piekgemeten klanten anderzijds.

### 4.1 Niet-piekgemeten klanten (studie EnergyVille)

#### 4.1.1 Tariefvoorstellen

De niet-piekgemeten klanten betreft alle elektriciteitsdistributienetgebruikers met een kleinverbruiksmeter met een aansluitingsvermogen onder 56 kVA en een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen kleiner dan 10 kVA. Dit zijn voornamelijk gezinnen en kleine bedrijven.

De VREG wees in april 2017 een studie toe aan EnergyVille over de 'Herziening van de tariefstructuur van de distributienettarieven elektriciteit' voor niet-piekgemeten klanten. EnergyVille heeft op 11 januari 2018 een afsluitende presentatie gegeven betreffende hun onderzoek. De studie definieert enerzijds verschillende tariefvoorstellen en anderzijds KPI's waaraan een goede tariefstructuur zou moeten voldoen. Voor elk van de verschillende klantengroepen worden de verschillende tariefvoorstellen per KPI beoordeeld. Op basis hiervan komt men tot een globale beoordeling van de tariefvoorstellen.

Voor de klassieke meter kwam het tariefvoorstel gebruikt in de eerste consultatie (VREG CONS-2016-05) als beste keus naar voor. Het tariefvoorstel heeft een component op basis het aansluitvermogen. Hierbij wordt het aansluitvermogen ingedeeld in vermogensschrijven (<=3kVA, <=6kVA, <=10kVA, <=15kVA, <=21kVA, <=28kVA, >28kVA), waarbij het tarief toeneemt in functie van de vermogensschijf.

Voor de digitale meters kwamen er twee tariefvoorstellen als beste uit de bus:

- a) Tariefvoorstel piekgemeten klanten:
- 50% op basis van het aansluitvermogen [€/kVA]
  - 50% op basis van het geregistreerde piekvermogen op maandbasis [€/kW]
  - ODV op basis van netto afname [€/kWh]
- b) Verbruiksgerelateerd tariefvoorstel in capaciteitsschijven:
- X €/kWh in vermogensschijf onder de 4 kVA
  - Y €/kWh in vermogensschijf tussen de 4 kVA en 10 kVA
  - Z €/kWh in vermogensschijf boven de 10 kVA

#### 4.1.2 Opmerkingen COGEN Vlaanderen

De evaluatie van het beste tarief hangt vanzelfsprekend af van de set van tariefvoorstellen die bestudeerd wordt. Een goede selectie van de tariefvoorstellen is dus belangrijk voor de kwaliteit van de studie. Hierbij missen we enige systematiek over het gebruik van bijvoorbeeld de componenten voor injectie of ODV's in de gebruikte tariefvoorstellen (zie Tabel 2).

Tabel 2: Arbitraire behandeling van injectie en ODV's bij selectie tariefvoorstellen

Tariefmodel digitale meters	Enkel afname	Afname & injectie	Behandeling ODV's op afname
<b>50% kVA + 50% kW</b>	X		≠ tarief niet-ODV's
<b>Hybride (kW, kWh en vast)</b>	X		≠ tarief niet-ODV's
<b>kW</b>	X	X	= tarief niet-ODV's
<b>kWh</b>		X	= tarief niet-ODV's
<b>TOU</b>	X		= tarief niet-ODV's
<b>kWh per kW-schijf</b>	X		= tarief niet-ODV's

Waar COGEN benieuwd naar is, is wat het resultaat van de studie zou zijn indien een verbruiksgerelateerd nettatarief (kWh) zonder injectietarief wel bestudeerd zou worden. Dit zou in praktijk het meest aansluiten bij het huidige nettatarief voor klassieke meters en bijgevolg dezelfde voordelen opleveren. Spijtig genoeg geniet dit niet de voorkeur van de VREG. Bijkomend merken we op dat de voorgestelde injectietarieven, vreemd genoeg, bijna even hoog zijn als het afnametarief, dit terwijl injectie heel wat netcomponenten ontlast, meestal zelfs op de technisch meest kritische periodes. Voorts zijn we natuurlijk nieuwsgierig wat de resultaten van de studie zouden zijn indien, ten gevolge van bv. een taks shift, de ODV's zouden dalen.

Voorts zijn er nog verscheidene zaken voor discussie vatbaar, die een grote impact kunnen hebben op de resultaten. Voorbeelden zijn:

- Hoogte van het injectietarief -> beïnvloedt de KPI's RES & WKK en KPI impact netgebruiker
- Keuze vermogen WKK -> beïnvloedt de KPI WKK
- Aantal tariefperiode bij TOU -> beïnvloedt de KPI complexiteit
- Gewenste kostenverdeling

Hierdoor is het vrij eenvoudig om resultaten te sturen naar het gewenste resultaat.

Verder wordt er, om de wijziging van tariefstructuur te rechtvaardigen, een veronderstelling gemaakt over de evolutie van decentrale productie de komende jaren. De nieuwe tariefstructuur zal echter een significante impact hebben op de business case van deze technologieën. We vragen ons af of deze inschatting gemaakt is op basis van de huidige tariefstructuur of de gewenste tariefstructuur.

Tenslotte willen we erop wijzen dat de voorgestelde tariefstructuur een belangrijke rem zal creëren op de introductie van de elektrische wagen en het vergroenen van de warmte via warmtepompen, beiden speerpunten van het Vlaamse energieplan. Zo geeft een laadvermogen van 4 kVA, de wagen per uur slechts 16 km aangroei van autonomie waardoor de “range anxiety” in stand gehouden wordt, ondanks verbetering van de batterijtechnologie. De voorgestelde vermogensschijven zal bovendien de kostprijs van de transitie naar elektrische mobiliteit en vergroening van de verwarming bij het individu onnodig verhogen en de noodzakelijke dynamiek inzake laadgedrag en afnamesturing vernietigen, een dynamiek die nodig is om de eis naar netversterkingen te verminderen (wat betaald is moet immers beschikbaar zijn).

## 4.2 Piekgemeten klanten (VREG CONS 2019-1)

### 4.2.1 Tariefvoorstel

Piekgemeten klanten zijn netgebruikers een grootverbruiksmeetinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA. Dit zijn voornamelijk grotere bedrijven.

Als gevolg van de feedback op de eerste consultatie (VREG CONS-2016-05) werd hiervoor een parallel traject opgezet. Een nieuw voorstel van tariefstructuur werd uitgewerkt binnen een expertengroep op basis van simulaties en data-analyses aangeleverd door de distributienetbeheerders. Dit leidde tot een formulering van de principes voor nieuw voorstel van tariefstructuur voor grote bedrijven, die afgetoetst zijn in een 2de consultatie (CONS-2019-01).

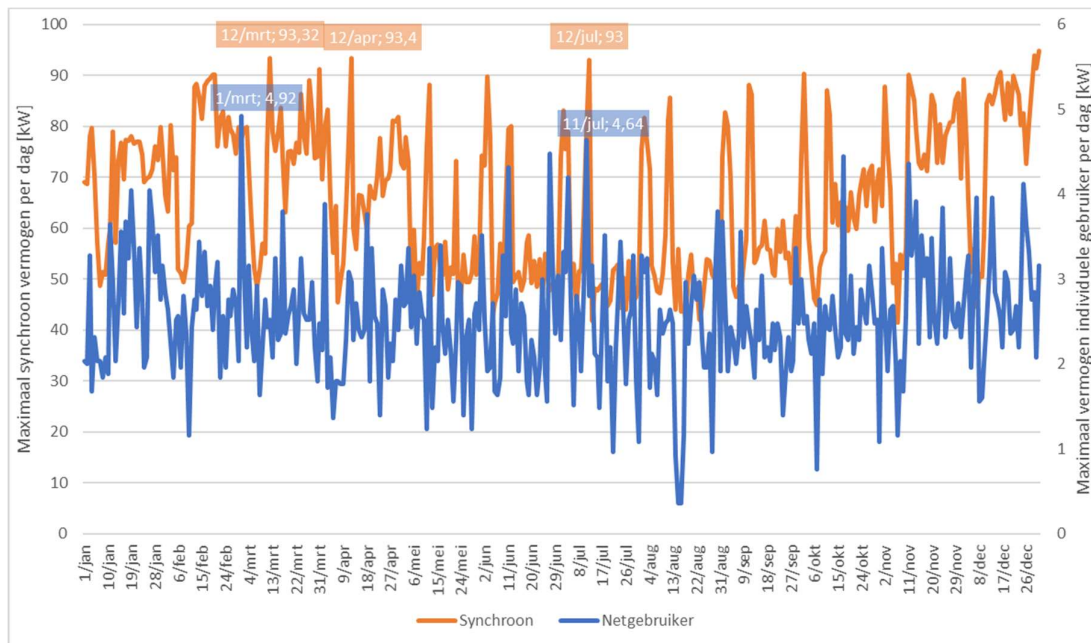
Het basistarief voor afname van het consultatievoorstel bevat de volgende componenten:

- **Toegangsvermogen** [€/kVA]: dit is de capaciteit gereserveerd door de gebruiker, en “*stelt de distributienetbeheerder in staat zijn net te dimensioneren in functie van de werkelijke behoeften van zijn klanten*”. Om de netgebruiker te ontmoedigen om zijn toegangsvermogen aan te passen in functie van de seizoensvariatie is er een procedure om het aantal herzieningen te beperken;
- **Maandpiek** [€/kW]: het ex post bepaalde maximale actief kwartiervermogen per maand
- **Time of Use (ToU) piek** [€/kW]: het ex post bepaalde maximale actief kwartiervermogen in een vooraf vastgelegde ToU periode(n), per maand. De ToU piek zou de netgebruiker bijkomend aanzetten om vooral tijdens perioden waarin het net zwaar belast wordt – i.e. perioden waarin ook op niveau van de koppelpunten een piek waarneembaar is – zijn individuele piek te reduceren. Gezien het gedrag van de gebruikers op de herziening moeilijk in te schatten is stelt VREG voor om deze term met vertraging in te voeren;
- **Maximumtarief** [€/kWh]: dit beschermt gebruikers, die een hoge piek trekken t.o.v. hun verbruik, tegen te hoge facturen. Dit wordt toegepast in de huidige tariefstructuur. Dit wordt afgeschafte en vervangen door een tijdelijk maximumtarief.
- **Overschrijdingstarief TV**[€/kW]: bestraft het vermogen boven toegangsvermogen om te voorkomen dat netgebruikers hun toegangsvermogen te laag instellen.

#### 4.2.2 Opmerkingen COGEN Vlaanderen

Op basis van de bevindingen van de ICEDD studie besproken in Hoofdstuk 3 kan men stellen dat er twee fundamentele problemen zijn met het consultatievoorstel (VREG CONS-219-1):

1. Laten we de pieken van de individuele netgebruikers die zich voor doen op momenten dat het net zich niet in een kritieke toestand (= tijdens de synchrone piek) bevindt benoemen als niet-synchrone pieken. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 11, waaruit blijkt dat de pieken van de individuele gebruiker niet noodzakelijk samen vallen met deze van het net. Deze niet-synchrone pieken zullen niet leiden tot bijkomende investeringen en een overeenkomstige meerkost voor de netbeheerder. Door dit onderscheid niet te maken en de netgebruikers eveneens af te rekenen op de niet-synchrone piek, wat niet tot een meerkost leidt, is:
  - a. De tariefstructuur **niet kosten-reflectief**: de gebruikers betalen een vergoeding voor een piek waarvoor de netbeheerder niet moet investeren ofwel;
  - b. Investeert de netbeheerder wel op basis van deze niet-synchrone pieken om de betaalde capaciteit gegarandeerd te maken met bijna continue **overcapaciteit** tot gevolg.
2. Men veronderstelt dat een kosten-reflectief nettariaf ook een kosten-efficiënt nettariaf is. De studie van ICEDD toont aan dat kosten-reflectief nettariaf onvoldoende geschikt is om op een kosten-efficiënte manier de energietransitie te bereiken. Dit omwille van twee redenen:
  - a. Door de voorgestelde capaciteitsterm valt een **stimulans weg om minder energie te gaan verbruiken of de energie ook lokaal op te wekken (PV, WKK, eigen windturbine)**;
  - b. Het voorgestelde model is **onvoldoende dynamisch** om gebruikers te stimuleren om hun **gedrag aan te passen** aan de ogenblikkelijke noden van het net, wat nefast is voor de introductie van toepassingen die deel uitmaken van energietransitie (zoals elektrificatie van mobiliteit en verwarming).



**Figuur 11: Dagpieken van een individuele gebruiker en deze van het net**

In het consultatiedocument stelt de VREG voor om de niet-netgebonden tariefcomponenten Tarief openbare dienstverplichtingen (ODV) en Toeslagen ook in de toekomst in functie van de afgenomen hoeveelheid actieve energie (kWh) te blijven aanrekenen zodat de tariefstructuur een prikkel tot rationeel energiegebruik behoudt. Tegelijkertijd is de VREG voorstander is om de kosten voor de ODV niet langer te verrekenen in de nettarieven om zodoende het aandeel van de niet-netgebonden kosten in het nettatarief te reduceren. Hierdoor zou de voornaamste prikkel voor rationeel energiegebruik in het tariefvoorstel teniet gedaan worden.

COGEN Vlaanderen is van oordeel dat de voorgestelde tariefstructuur onvoldoende toekomstbestendig is en een belemmering vormt voor nieuwe technologieën en innovatieve markten die toegevoegde waarde leveren of de kosten voor de consument verlagen door middel van flexibiliteit en energie-efficiëntie.

## 5 Visie COGEN Vlaanderen betreffende de tariefstructuur

### 5.1 Capaciteitsterm

Indien een capaciteitsterm wordt ingevoerd moet er een onderscheid gemaakt worden tussen **gegarandeerde capaciteit** en **niet-gegarandeerde capaciteit**. Bijkomende vraag naar gegarandeerde capaciteit zal leiden tot netversterkingen. Niet-gegarandeerde capaciteit zal daarentegen niet leiden tot netversterkingen. Hiervoor een vergoeding vragen is niet kosten-reflectief. Dit principe werd jaren geleden reeds toegepast bij gasaansluitingen onder de noemer “*onderbreekbare aansluitingscapaciteit*” en dit om te vermijden dat de aardgasinfrastructuur ontworpen moest worden op basis van gebeurtenissen die uitzonderlijk zijn en vaak plaatsgebonden.

De netbeheerder dimensioneert zijn net voor een N-1 situatie. Hierbij is bij het falen van één kritisch netwerkelement de capaciteit nog gegarandeerd, echter bij het falen van twee netwerkelementen is deze capaciteit niet meer gegarandeerd. Vanuit het perspectief van de WKK-gebruiker zal de WKK in normaal bedrijf (een deel van) de nodige capaciteit leveren en niet het net. Enkel bij een technisch defect of onderhoud (dus bij een N-1-situatie), zal hij voor deze capaciteit tijdelijk beroep doen op het net. De WKK in combinatie met de redundantie van deze tijdelijke netcapaciteit zorgt ervoor dat met deze capaciteit in feite een N-2-situatie verzekerd is. De eindgebruiker zou zelf moeten kunnen beslissen of hij deze N-2 situatie wel vereist (via het betalen van voldoende gegarandeerde netcapaciteit).

Doorgaans gaat hoge netbelasting samengaat met hoge economische activiteit. Voor industriële netgebruikers met een WKK-installatie zal het functioneren van deze WKK synchroon functioneren met de perioden van hoge economische activiteit. Hierdoor zorgen WKK-installaties dus voor een ontlasting van het net (zie punt 2.4), waarbij het afnamepatroon van een bedrijf met een WKK-installatie heel sterk afwijkt van de algemene belasting van het net. Bovendien hoeft het onverwacht uitvallen van de WKK niet onmiddellijk tot problemen voor het net te leiden. Een kortstondige overbelasting van een netkabel leidt slechts na een zekere tijdsspanne tot nadelige temperaturen, waarbij deze tijdspanne zelf afhangt van de grondtemperatuur.

Bovenstaande argumenten betekenen dus dat de technische aansluitingscapaciteit, het toegangsvermogen of een gemeten maandpiek geen correcte parameter zijn voor het kosten-reflectief aanrekenen van netcapaciteit aan een verbruiker met een WKK installatie. We durven dan ook stellen dat bij WKK-gebruikers het aangerekende vermogen (toegangsvermogen en maandpiek) verminderd zou moeten worden met het vermogen van de WKK. Dit laatste vermogen hoeft immers niet gegarandeerd te worden via investeringen in het net, tenzij op uitdrukkelijke vraag van de netgebruiker (die dan eventueel ook een oplossing met noodaggregaten kan overwegen).

## 5.2 Proportionele term met verschillende tariefperiodes

Een voldoende groot deel (bv. > 80%) van het budget van de netbeheerder dient door de proportionele termen te worden afgedekt, zodat er voldoende stimulansen zijn voor zowel rationeel energiegebruik en decentrale productie.

De VREG is geen voorstander van een Time-of-Use (ToU)-verbruiksgerelateerd tarief. Nochtans heeft dit, met het dag/nachttarief, reeds aangetoond dat het effectief is om een gedragwijziging teweeg te brengen. Dit kan men afleiden uit aanwezigheid van de nachtpiek als gevolg van de overgang van het dag naar nachttarief. Dat men de nachtpiek wil laten verdwijnen lijkt dan ook in te gaan tegen de exacte bedoeling van een dergelijk voorstel, gezien die piek meestal lager is dan de avondpiek. Indien men veronderstelt dat de netkosten bepaald worden door de maximale piek, heeft de lagere nachtpiek immers geen impact op de netkosten. Zelfs indien de nachtpiek even hoog is als de avondpiek, zal het afschaffen van het dag-nachttarief ervoor zorgen dat een deel van deze belasting in de avondpiek terecht komt en tot een verhoging van de avondpiek leiden. Hierdoor zal de totale netkost bijgevolg toenemen.

Daarom is het aan te raden om het ToU-tarief te behouden waarbij men voor de digitale meter gaat naar bv. vier tariefperiodes. Deze tijdsperiodes kunnen variëren naar gelang van het seizoen of de locatie, op voorwaarde dat alle klanten van de DNB onderworpen zijn aan tijdsperiodes met

gelijkwaardige prijzen en duurtijd. Buitenlandse voorbeelden zijn de vinden in Bijlage B. Het is aan de distributienetbeheerder om, op basis van zijn historische kennis van de stromen en kenmerken van zijn netwerk, de periodes en prijsverschillen van de verschillende tariefklassen voor te stellen. Op die manier heeft de DNB een reële mogelijkheid om pieken op zijn netwerk af te vlakken, de risico's van congestie en overspanning te verminderen en bijkomend de verliezen te beperken. Een goed ontworpen proportioneel prijssysteem, met slimme meters, maakt het dus mogelijk om echt invloed te hebben op de pieken en dalen van het verbruiksprofiel, en daarmee op de levensduur van het netwerk. Hierdoor is er eveneens een stimulans voor zowel flexibele vermogensvraag als voor het verschuiven van de verbruik.

Dit ligt volledig in lijn met Art. 4.1.32, §1, 16° Energiedecreet dat bepaalt dat de structuur van de tarieven niet alleen het rationeel gebruik van infrastructuur maar ook het rationeel gebruik van energie moet bevorderen.

### 5.3 Injectietarief

Het lijkt niet zinvol om een injectietarief te gebruiken om zodoende de vereiste investeringen in bijkomende productiecapaciteit, zowel hernieuwbare als stuurbare, niet te hinderen. Bovendien lijkt het ons twijfelachtig dat injectie leidt tot meer investeringen in netinfrastructuur omdat er binnen een gegeven lokale zone netto meer injectie zou zijn dan de synchrone afnamepiek waarop het net gedimensioneerd en ontworpen werd. Via de éénmalige investering in de aansluiting zelf, heeft een sterk injecterende netgebruiker zelf reeds bijgedragen tot de kosten die hij veroorzaakt. Uitzonderlijke hotspots zouden daarenboven ontlast kunnen worden via het aantrekken van electro-intensieve eindgebruikers zoals waterstofproductie. Dit pleit voor een afnametarief dat, via uiterst gunstige proportionele termen, de lokale vraag van flexibele, innovatieve afnemers kan verschuiven naar de periodes van deze hogere injectie (opladen elektrische voertuigen, opladen van warmtebuffers, decentrale productie van waterstof...), al dan niet getriggerd door signalen van de distributienetbeheerder die instaat voor de spanningsregeling.

Voorts is het enigszins ironisch dat in eerdere tariefvoorstellen een kost wordt aangerekend voor tariefcomponenten als systeembeheer en compensatie van de netverliezen voor injectie. Zoals hierboven aangehaald wordt van generatoren meer en meer geëist dat zij netondersteunende diensten leveren (spanningscontrole en reactief vermogen, opvangen spanningsdips en netfouten, modulatie bij netproblemen ...). Decentrale productie levert dus een belangrijke dienst op het gebied van systeembeheer. Anderzijds zorgt decentrale productie in de meeste gevallen voor een afname van netverliezen doordat productie en verbruik dicht bij elkaar plaatsvinden. Het is dan ook onduidelijk hoe hiervoor een kost berekend wordt, indien in werkelijkheid de netkosten verlaagd worden.

### 5.4 Tarief voor de regeling van de spanning en van het reactief vermogen

In het kader van de omzetting van de *Network Codes*, en meer specifiek de "*Requirements for Generators*" (NC-RfG) vragen de netbeheerders duidelijk verregaande inspanningen van decentrale producenten, o.a. met betrekking tot spanningsregeling en levering van reactief vermogen. Ook op vandaag worden al specifieke werkingspunten opgelegd die kunnen afwijken van een 'neutrale' arbeidsfactor van 1. In dat opzicht, en in het licht van de kostenreflectiviteit die aan de basis moet liggen van de tarieven, lijkt het aangewezen dat producenten een vergoeding krijgen voor de diensten die zij op deze wijze leveren.

## 5.5 Verdeelsleutel kosten tussen de verschillende spanningsniveaus

Er wordt een cascadeprincipe gebruikt om de verdeling van de kosten tussen de verschillende spanningsniveaus mogelijk te maken. In VREG CONS-2016-05 was er sprake bij de invoering van een capaciteitstarief eveneens de toewijzing van de kosten tussen de klantengroepen te doen op basis van kW of kVA in plaats van kWh. Gezien de netten op lagere spanning over het algemeen een beduidend lagere utilisatie kennen, zou men echter verwachten dat de kost sterk naar de lagere spanningen verschoven zal worden.

## 5.6 Eventuele teruggave uitzonderlijke winsten DNB door tariefwijziging

Zoals in punt 2.6 aangehaald is het waarschijnlijk dat na het invoeren van een capaciteitstarief de gemiddelde aansluitcapaciteit wel zal dalen (extremere pieken worden vermeden), maar dat de gemiddelde vraag tijdens de piekperiode heel wat minder zal afnemen. In dat geval zal de facturatiebasis dalen, maar zullen de totale netkosten zelf gelijk blijven of stijgen. De netbeheerders geven overigens zelf aan een (sterke) daling van de aansluitingscapaciteit te verwachten. Het is niet duidelijk hoe dit uiteindelijk meegenomen zal worden bij de finale tariefvoorstellen. Indien hier niet op geanticipeerd wordt, kunnen we ons mogelijks verwachten aan een sterke tariefstijging voor de verschillende categorieën. Indien wel dringt de vraag zich op wat het effect zou zijn van een beperktere daling van de gemiddelde aansluitingscapaciteiten, hetgeen gezien de relatief sterke daling die eerder<sup>13</sup> vooropgesteld werd niet onwaarschijnlijk is. Daarom moet er nagedacht worden over een systeem van teruggave van uitzonderlijke winsten ten gevolge van de tariefwijziging.

---

<sup>13</sup> Zie VREG consultatie VREG CONS-2016-05



## **Bijlage A. Representatieve parameters voor systeemkosten**

### **A.1. Kostendriver**

In de EnergyVille-studie wordt aangegeven dat de netcapaciteit de voornaamste kostenveroorzaker is. Netten worden gedimensioneerd op hun synchroon piekvermogen. Bij de opbouw van de tariefstructuur wordt steeds verondersteld dat het piekvermogen van een individuele netgebruiker een goede indicatie geeft van de bijdrage van deze netgebruiker tot de synchrone piek. Bijgevolg wordt er van uit gegaan dat het piekvermogen goed de kosten van het net reflecteert. Dit wordt echter nergens aangetoond. Daarom wordt dit in dit hoofdstuk onderzocht.

### **A.2. Beschrijving data**

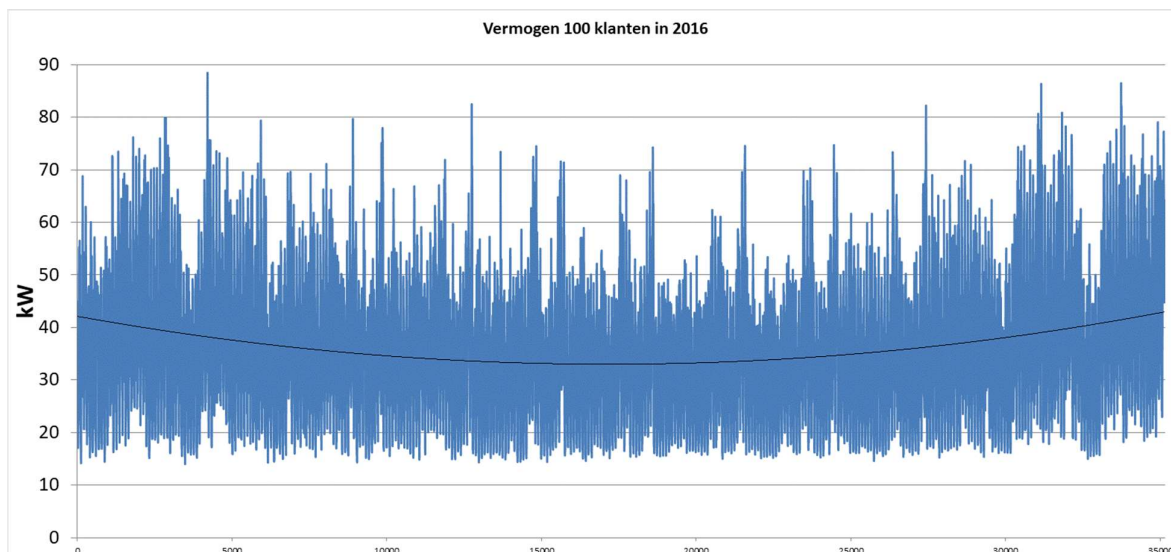
De bijdrage aan de synchrone piek wordt onderzocht op basis van verbruiksgegevens van slimme meters die Eandis<sup>14</sup> ter beschikking stelt. Deze verbruiksgegevens<sup>15</sup> van 2016 zijn afkomstig van een 100-tal netgebruikers met een slimme meter waarvan er een 9-tal een exclusief nacht meter hebben en 7 met injectie. Het globaal verbruik van deze 100 netgebruikers bedraagt 360 MWh of gemiddeld 3,6 MWh per netgebruiker. Dit komt overeen met een gemiddelde netgebruiker op laagspanning. Het 'exclusief nacht'-verbruik van deze netgebruikers is 42,6 MWh met synchrone piek van 49 kW. Hiermee wordt in de analyse echter geen rekening gehouden.<sup>16</sup> De globale afname in 2016 voor deze 100 klanten wordt getoond in Figuur 12. De piekafname ligt op 88 kW. Het individuele piekvermogen van de verschillende netgebruikers varieert tussen de 0,24 en 20 kW, zoals weergegeven in Figuur 13. De piekafname van 88 kW heeft een equivalente vollastgebruiksduur van 3600 uur (= loadfactor van 41%), wat overeenkomt met een typische belasting van zowel een laagspanningskabel als een distributiepost. De gebruikersprofielen zijn daarom een goede populatie voor onderstaande analyse.

---

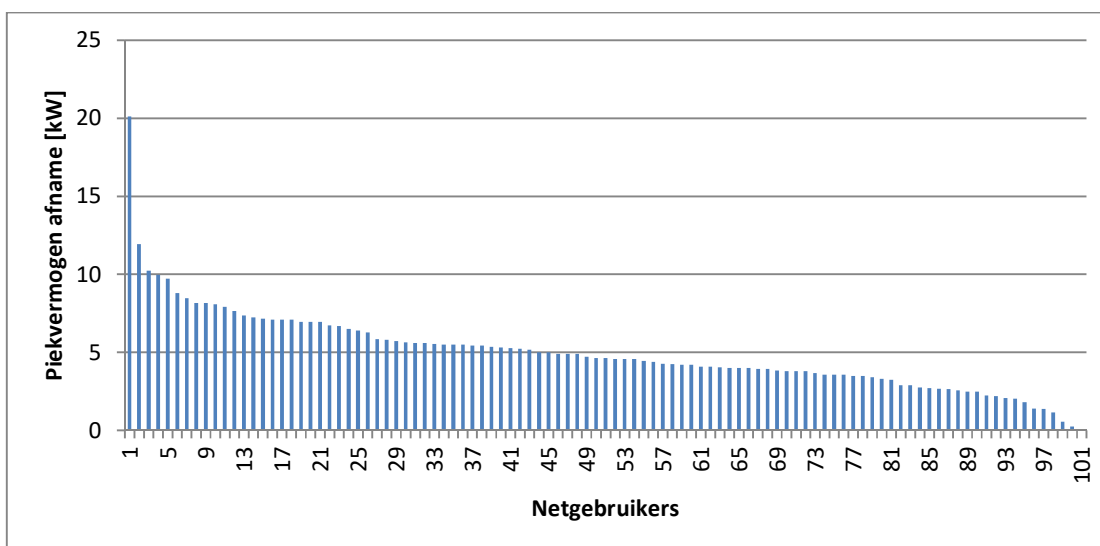
<sup>14</sup> <https://www.eandis.be/nl/open-data-over-de-energiemarkt>

<sup>15</sup> De ruwe data bevat soms nulwaarden ten gevolge van een communicatieprobleem tussen de meter en de online database. In het eerstvolgende kwartier nadat het communicatieprobleem hersteld is, wordt er dan een hoge piek geregistreerd overeenkomstig met de energie die de voorbije kwarturen niet geregistreerd was. Deze fictieve pieken zijn er uit gefilterd.

<sup>16</sup> Het verbruik van de 'exclusief nacht'-meter wordt door de netbeheerder gestuurd en zou principieel geen bijkomende netbelasting mogen veroorzaken. In dit concreet geval is dit niet correct. Met name, de synchrone piek op basis van de 100 niet-gestuurde afnamepunten bedraagt 88,2 kW terwijl de globale synchrone piek 94,8 kW bedraagt. Een aangepaste sturing zou de piekbijdrage van 6,6 kW moeten kunnen vermijden.



**Figuur 12: Gezamenlijk verbruik van 100 netgebruikers gedurende de 35040 kwarturen per jaar**



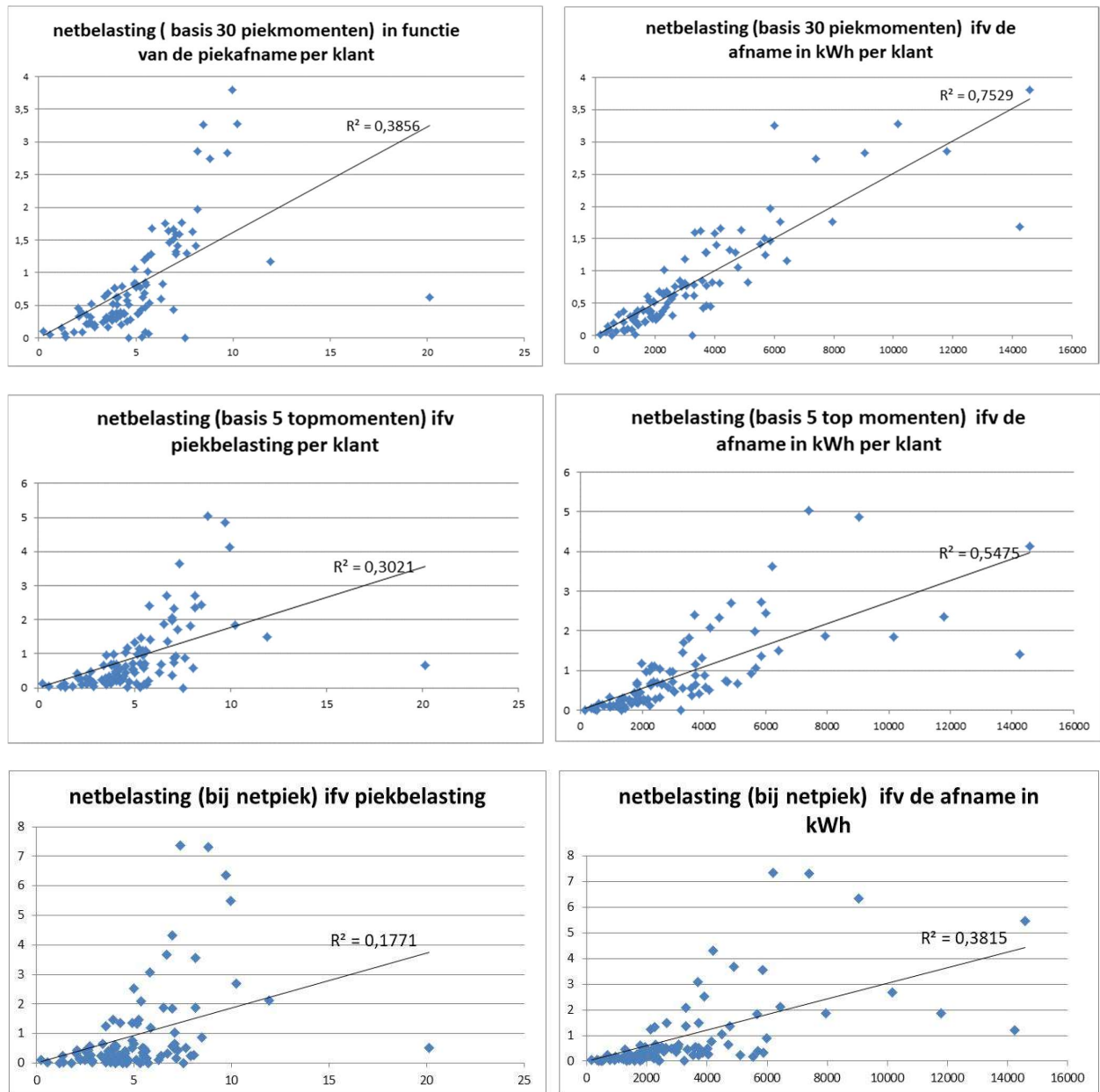
**Figuur 13: Piekvermogen voor afname van de individuele netgebruikers**

### A.3. Bijdrage aan de netbelasting

Hierbij onderzoeken we de relatie tussen enerzijds de piekbelasting van het net en anderzijds de piekafname en het jaarverbruik van 100 netgebruikers (data Eandis).

Omdat verschillende netpieken verspreid over het jaar ongeveer even groot zijn, wordt in eerste instantie de piekbelasting o.b.v. de 30 hoogste synchrone pieken uitgezet in functie van de piekafname (fig. 3a, links) en het jaarverbruik van klanten (fig. 3a, rechts). De 30 hoogste synchrone netpieken komen overeen met de pieken groter dan 90% van de maximale piekbelasting. Vervolgens wordt hetzelfde gedaan voor de piekbelasting o.b.v. de 5 hoogste netpieken (fig. 3b) en o.b.v. de hoogste

netpiek (fig. 3c). Op deze manier kan worden nagegaan of de piekafname en het jaarverbruik van klanten gecorreleerd zijn aan de netpiek(en).



**Figuur 14: De netbelasting in functie van de jaarpiek en het jaarverbruik bij respectievelijk de 30 hoogste, de 5 hoogste synchrone pieken en de hoogste synchrone pieken**

Opvallend is dat er een sterkere correlatie ( $R^2$ -waarde) is tussen het jaarverbruik van klanten en de piekbelasting dan tussen de piekafname van klanten en de piekbelasting. Vooral het feit dat dit onafhankelijk is van het aantal beschouwde pieken (30, 5 of 1), is een duidelijke aanwijzing dat het vooral jaarverbruik – en niet de piekafname - van klanten een goede maat is voor de bijdrage aan de piekbelasting van het net.

## Bijlage B. Voorbeelden gebruik ToU-tarief in buurlanden

### B.1. Frankrijk: EDF Tempo-optie

In de optie EDF Tempo<sup>17</sup> zijn zes verschillende kWh-prijzen van toepassing. Er zijn drie soorten dagen (blauwe dag, witte dag, rode dag) verdeeld over het jaar:

- **Blauw:** Goedkope dagen, 300 dagen per jaar, de prijs van elektriciteit is erg goedkoop. Zondagen zijn altijd blauwe dagen.
- **Wit:** Normale dagen, 43 dagen per jaar, is de prijs van elektriciteit matig hoog. Witte dagen vinden plaats tussen oktober en mei.
- **Rood:** Piekdagen, 22 dagen per jaar, de prijs van elektriciteit is zeer hoog. Rode dagen zijn bewegende spikes: ze zijn niet vooraf vastgesteld, maar de dag tevoren om 20.00 uur aangekondigd. Rode dagen vallen altijd in de winter (van november tot maart). Weekends en feestdagen zijn nooit rode dagen, dus er kunnen niet meer dan vijf rode dagen op rij zijn.

Voor elk van deze soorten dagen is tussen 22.00 tot 06.00 uur het nachttarief van toepassing en van 6.00 uur tot 22.00 uur het dagtarief. De optie EDF Tempo werkt dankzij een abonneedoos, die de kleur van de dag aankondigt. De kleur wordt de vorige dag vanaf 20u weergegeven. De informatie van de digitale meter heeft contractuele waarde. Waarschuwingen worden ook verspreid via website, e-mail, facebook en App.

### B.2. Verenigd Koninkrijk

De digitale meters (Half Hourly Metered of HHM) in het Verenigd Koninkrijk gebruiken 3 tijdsperiodes:

Time Bands for Half Hourly Metered Properties			
Time periods	Red Time Band	Amber Time Band	Green Time Band
<b>Monday to Friday</b>	16:00 - 19:00	07:00 - 16:00	00:00 - 07:00
<b>All Year</b>		19:00 - 23:00	23:00 - 24:00
<b>Saturday and Sunday</b>			00:00 - 24:00
<b>All Year</b>			

Een voorbeeld van een tariefblad van UK Power Network - Eastern Power Networks<sup>18</sup> voor 2019 is te vinden in onderstaande tabel.

Tariff name	Unit charge 1 (NHH) or red/black charge (HH) p/kWh	Unit charge 2 (NHH) or amber/yellow charge (HH) p/kWh	Green charge(HH) p/kWh
Domestic Unrestricted	2,121		
Domestic Two Rate	2,613	0,193	
Small Non Domestic Unrestricted	1,663		

<sup>17</sup> <https://www.fournisseurs-electricite.com/edf-tempo>

<sup>18</sup> <https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/about-us/duos/>

Small Non Domestic Two Rate	1,919	0,176	
LV Medium Non-Domestic	2,054	0,165	
HV Medium Non-Domestic	0,752	0,114	
LV Network Domestic	14,625	0,422	0,160
LV Network Non-Domestic Non-CT	12,726	0,380	0,152
LV HH Metered	9,750	0,286	0,136
LV Sub HH Metered	7,004	0,195	0,120
HV HH Metered	5,711	0,162	0,114

## Bijlage C. Evaluatiecriteria gehanteerd door ICEDD

De essentie (5 criteria)

1. **Kostendekkend:** verbetering van de netwerkcapaciteit en -efficiëntie
2. **Toegankelijkheid** van elektriciteit: met name de gevolgen voor kwetsbare of slecht opgeleide huishoudens
3. **Voorspelbaarheid:** de mogelijkheid van netgebruikers om de hoogte van hun rekening te voorspellen en daaruit gemakkelijk af te leiden welk gedrag moet worden aangepast om deze te verminderen
4. **Transparantie:** het vermogen om uw factuur te begrijpen en te controleren
5. **Non-discriminatie:** (niet-discriminerende behandeling van netgebruikers en andere marktdeelnemers)

Mogelijkheid om energietransitie te ondersteunen tegen lagere kosten (8):

6. Mogelijkheid om de **kosten te verlagen** (zelf of 3<sup>de</sup> partij)
7. Stimulans **elektriciteitsbesparing:** stimulans om het **elektriciteitsverbruik te beperken**, als noodzakelijke maatregel voor een duurzame energietransitie, zonder de komst van nieuwe vormen van elektriciteitsverbruik te verhinderen, vooral wanneer dit een rationeler gebruik van energie mogelijk maakt
8. **FLEX E-HEB/Prijs:** stimulans om bij voorkeur te **consumeren** op momenten dat de **elektriciteit goedkoop** is, wat overeenkomt met tijden dat E-HEB overmatig is in vergelijking met de vraag
9. **FLEX Load shedding:** mogelijkheid om heffingen te verlagen wanneer er een **tekort** is aan **productie of import in verhouding tot de vraag**
10. **FLEX Congestie:** a) vermogen om het uit de markt nemen of injecteren ervan te beperken in geval van lokale congestie die door de DNB wordt vastgesteld; b) stimulans om bij voorkeur te consumeren wanneer de DNB vreest is voor een lokale piek.
11. **FLEX verschuiving:** stimulans om het verbruik te verplaatsen naar periodes waarin het LV-netwerk minder wordt gebruikt
12. **Opslag/zelf-verbruik:** vermogen van de tariefstructuur om opslagfaciliteiten van algemeen belang te ondersteunen (individueel of collectief zelf-verbruik)
13. **Bevordering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen:** vermogen om de productie van hernieuwbare elektriciteit te bevorderen, zelfs zonder zelfverbruik: thuis, in lokale gemeenschappen, in de buurt, elders op het net, enz.

De klassiekers (4):

14. **Kostenreflectie:** overeenstemming tussen de kostengenererende elementen bij de DNB en de tariefelementen die van toepassing zijn op de DNB's die aan de basis van deze kosten liggen
15. **Niet-verstorend:** verificatie dat de tariefstructuur geen verstorende effecten heeft op het kostenniveau of op de verdeling van de kosten tussen de netgebruikers
16. **Eenvoud:** vermogen om de prijslogica en de factuur gemakkelijk te begrijpen
17. **Robuustheid:** het vermogen van het tarief om zijn kwaliteiten te behouden, zelfs in geval van veranderingen in elektrisch gebruik of individueel gedrag, met name als gevolg van de tarieven

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Avec CI</b>	(1) Capacité à couvrir les coûts	(2) Accessibilité à l'électricité	(3) Prédicibilité	(4) Transparence	(5) Non-discrimination	(6) Capacité à réduire les coûts	(7) Utilisation parcimonieuse	(8) FLEX E-SER/Prix	(9) FLEX Délestage	(10) FLEX Congestion/Surte	(11) FLEX Pertes (taux de)	(12) Stockage/ autoconsommatio	(13) Promotion E-SER	(14) Réflectivité des coûts	(15) Non perturbation	(16) Simplicité	(17) Robustesse
As-Is	1	2	2	2	2	1	2	2	0	1	2	2	2	-1	0	2	1
Cost Reflective	2	-1	2	2	2	2	-2	0	2	1	0	0	0	2	1	2	1
Capacity to Reduce Cost 50/50	1	0	2	2	2	2	1	1	2	1	1	1	1	2	2	1	2
Capacity to Reduce Cost 20/80	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2

Figuur 15: Evaluatie van de scenario's volgens de 17 criteria