



Onderzoek naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven

Analyse van COGEN van de EnergyVille-studie

Zwartzustersstraat 16, bus 0102 - 3000 Leuven

016 58 59 97 | info@cogenvlaanderen.be | www.cogenvlaanderen.be



1 Managementsamenvatting

EnergyVille heeft op 11 januari 2018 een afsluitende presentatie gegeven betreffende hun onderzoek, in opdracht van VREG, naar de tariefstructuur van de periodieke distributienettarieven voor niet-piekgemeten klanten. Het tariefvoorstel dat VREG tijdens een eerder stakeholderoverleg heeft voorgesteld blijkt ook hier als de beste keus naar voren te komen.

In de studie wordt aangegeven dat de netcapaciteit de voornaamste kostenveroorzaker is waarbij netten gedimensioneerd worden op hun synchroon piekvermogen. In de studie wordt verondersteld dat de piekvraag 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 de een nota van COGEN Vlaanderen wordt aangetoond dat deze veronderstelling niet klopt.

Op basis van meterdata van Eandis van 100 gebruikers met een digitale meter is de relatie tussen de jaarpiek en jaarverbruik met de bijdrage tot het synchrone piekvermogen op het net onderzocht. Hiervoor werd niet enkel naar de hoogte synchrone piek gekeken maar ook naar de 5 en de 30 hoogste pieken. Uit de resultaten blijkt dat het jaarverbruik een betere correlatie geeft 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 pieken in rekening te nemen, ook al zijn deze verspreid over het jaar. Deze conclusie is op zich niet verassend gezien netbeheerders zich altijd op verbruiksgegevens hebben gebaseerd om hun netten te dimensioneren.

De studie van EnergyVille 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.

Op basis van de onderliggende resultaten van de studie kan aangetoond worden dat het behoud van de huidige tariefstructuur voor de klassieke meter de beste keus is. Zo heeft zal de huidige tariefstructuur de grootste stimulans om elektriciteit te besparen (= KPI 1). Daarnaast geeft de huidige tariefstructuur de beste stimulans om niet-prosumenten te laten investeren in duurzame energieproductie zoals PV en WKK (= KPI 2a en 2b). Tevens vermijdt het behoud van het huidige tarief prijsschokken in de elektriciteitsfactuur (KPI 3). Zoals eerder aangetoond geeft het jaarverbruik een betere inschatting van de netkosten dan het piekvermogen of toegangsvermogen van een individuele netgebruiker (= KPI 4). Vervolgens is er met de dag-nachtteller bij bepaalde (grotere) verbruikers reeds een stimulans om verbruik van de piekmomenten naar de dalmomenten te verschuiven (= KPI 5). Tenslotte is het behoud van de huidige tariefstructuur ook qua eenvoud de beste oplossing (= KPI 6), gezien de netgebruiker hieraan reeds gewend is.

Betreffende de tariefstructuur voor de digitale meters is het spijtig dat het verbruikgerelateerd nettatarief zonder injectie niet onderzocht is. Dit zou in praktijk het meest aansluiten bij het huidige nettatarief voor klassieke meters en bijgevolg dezelfde voordelen opleveren. Zodoende kan ervaring opgedaan worden met de mogelijkheden van de digitale meters. Van hieruit kan eventueel het verbruikgerelateerd tarief volgens capaciteitsschijven ingevoerd worden, gezien deze door de

EnergyVille als het meest gunstige tariefvoorstel naar voor wordt geschoven. Op middellange termijn zal men moeten evolueren naar slimmere manieren (bv. energiedelen) om de capaciteit op het net te maximaliseren voor gedecentraliseerde productie en toepassingen zoals elektrische voertuigen, opslag en warmtepompen rekening houdende met de sociale impact van het systeem.

2 Inleiding

VREG is bezig met een herziening van de huidige tariefstructuur. Eind 2016 is hierover een publieke consultatie gehouden door de VREG. Uit de openbare raadpleging werd duidelijk dat er voor niet-piekgemeten klanten op laagspanning (gezinnen en kleine bedrijven) onvoldoende draagvlak is voor een hervorming en dat een apart traject met een grondigere analyse van de noodzaak tot hervorming nodig was. De VREG heeft in april 2017 aan het onderzoeksbureau EnergyVille een studie toegewezen over de 'Herziening van de tariefstructuur van de distributienettarieven elektriciteit'. Parallel met de studie is er een stakeholderoverleg gehouden onder begeleiding van Levuur. Voorts was er een stuurgroep die de studie en het proces inhoudelijk mee opvolgde. Deze stuurgroep bestaat uit: ACV, Bond Beter Leefmilieu, Eandis, FEBEG, Flux50, Gezinsbond, Infrax, Levuur, ODE, Samenlevingsopbouw, Vlaams ABVV, VREG, EnergyVille, Unizo en Zonstraal. Op 11 januari 2018 werd het eindrapport van EnergyVille voorgesteld met betrekking tot het onderzoek naar de tariefstructuur¹. Hierin zijn verschillende tariefvoorstellen voor zowel klassieke meters als digitale meters gedefinieerd. De verschillende tariefmodellen werden voor de verschillende gebruikersgroepen afgetoetst aan een lijst KPI's die door de stuurgroep werd opgesteld. De vereenvoudigde waardering van de verschillende tariefmodellen voor de verschillende KPI's wordt getoond in Bijlage A. De mate waarin de inkomsten voor de netbeheerder binnen een bepaald tariefmodel gegarandeerd kunnen worden, is niet meegenomen in de studie. Hoewel we dit relevant achten gaan we hier verder niet op in.

De vorm van het stakeholderoverleg bood onvoldoende mogelijkheden voor een grondige analyse. Daarom wenst COGEN Vlaanderen meer in detail te reageren nu alle informatie beschikbaar is. Er worden ook enkele alternatieve keuzes naar voor geschoven. De achtergrond waarom deze keuzes belangrijk zijn voor WKK en decentrale productie in het algemeen werd reeds toegelicht in eerdere nota van COGEN Vlaanderen.

3 Representatieve parameters voor systeemkosten

3.1 Kostendriver

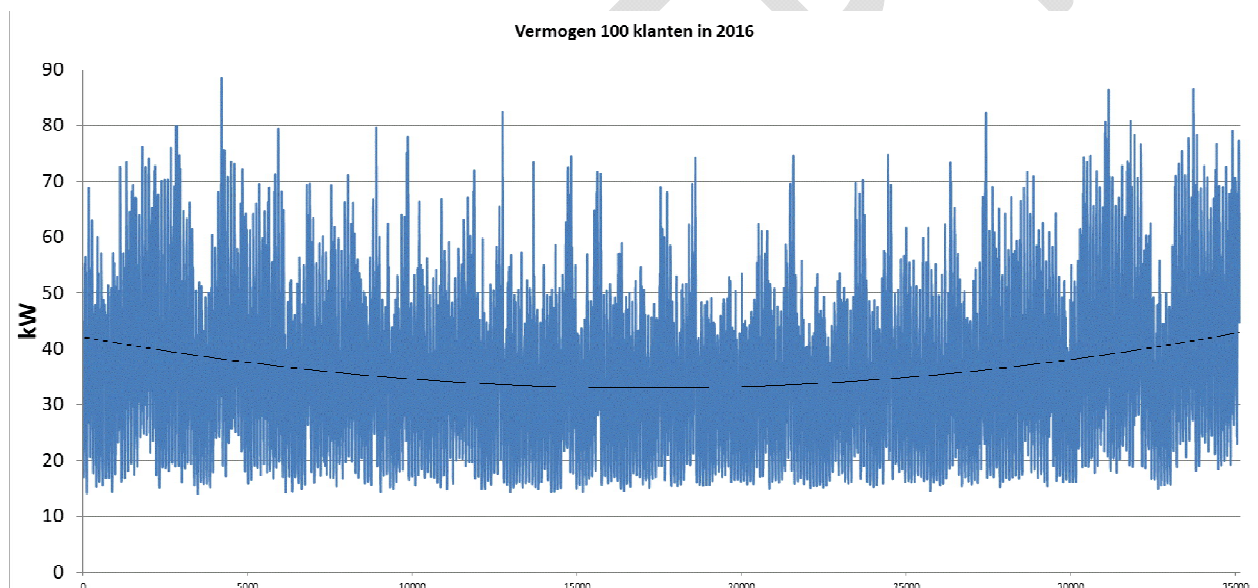
In de EnergyVille-studie wordt aangegeven dat de netcapaciteit de voornaamste kostenveroorzaker is. Netten worden gedimensioneerd op hun synchroon piekvermogen. Bij de opbouw van de tariefstructuur wordt steeds verondersteld dat het piekvermogen van een individuele netgebruiker een goede indicatie geeft van de bijdrage van deze netgebruiker tot de synchrone piek. Bijgevolg

¹ Presentatie en eindrapport zijn te vinden op: <http://www.vreg.be/nl/overleg-tariefstructuur-gezinnen-en-kleine-bedrijven>

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.

3.2 Beschrijving data

De bijdrage aan de synchrone piek wordt onderzocht op basis van verbruiksgegevens van slimme meters die Eandis² ter beschikking stelt. Deze verbruiksgegevens³ 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.⁴ De globale afname in 2016 voor deze 100 klanten wordt getoond in Figuur 1. 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 2. 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.

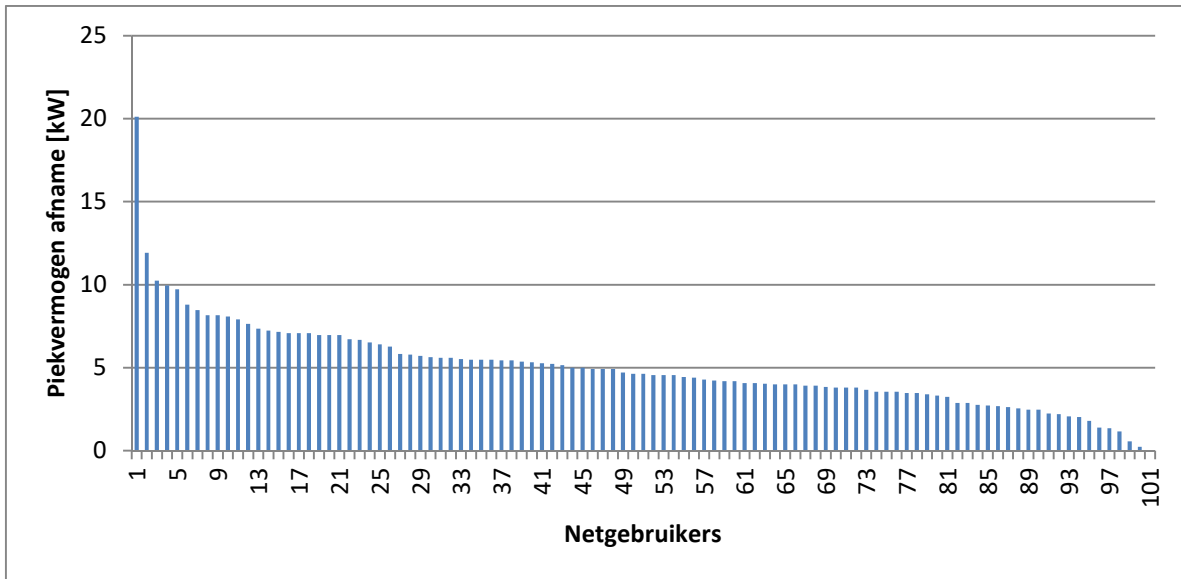


Figuur 1: Gezamenlijk verbruik van 100 netgebruikers gedurende de 35040 kwarturen per jaar

² <https://www.eandis.be/nl/open-data-over-de-energiemarkt>

³ 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.

⁴ 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.

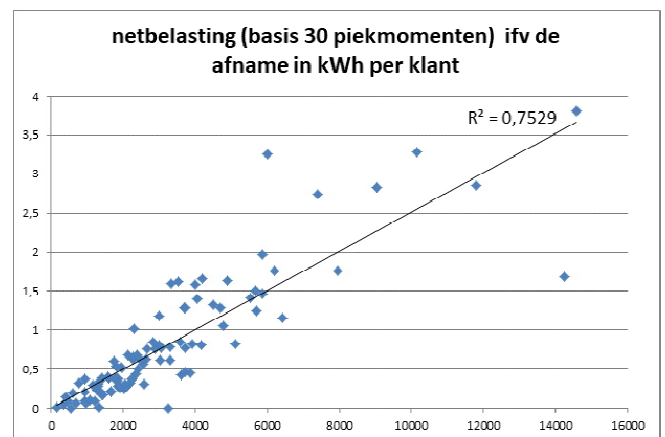
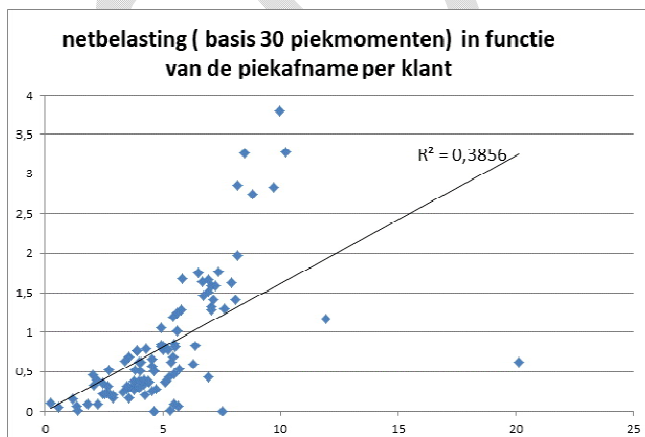


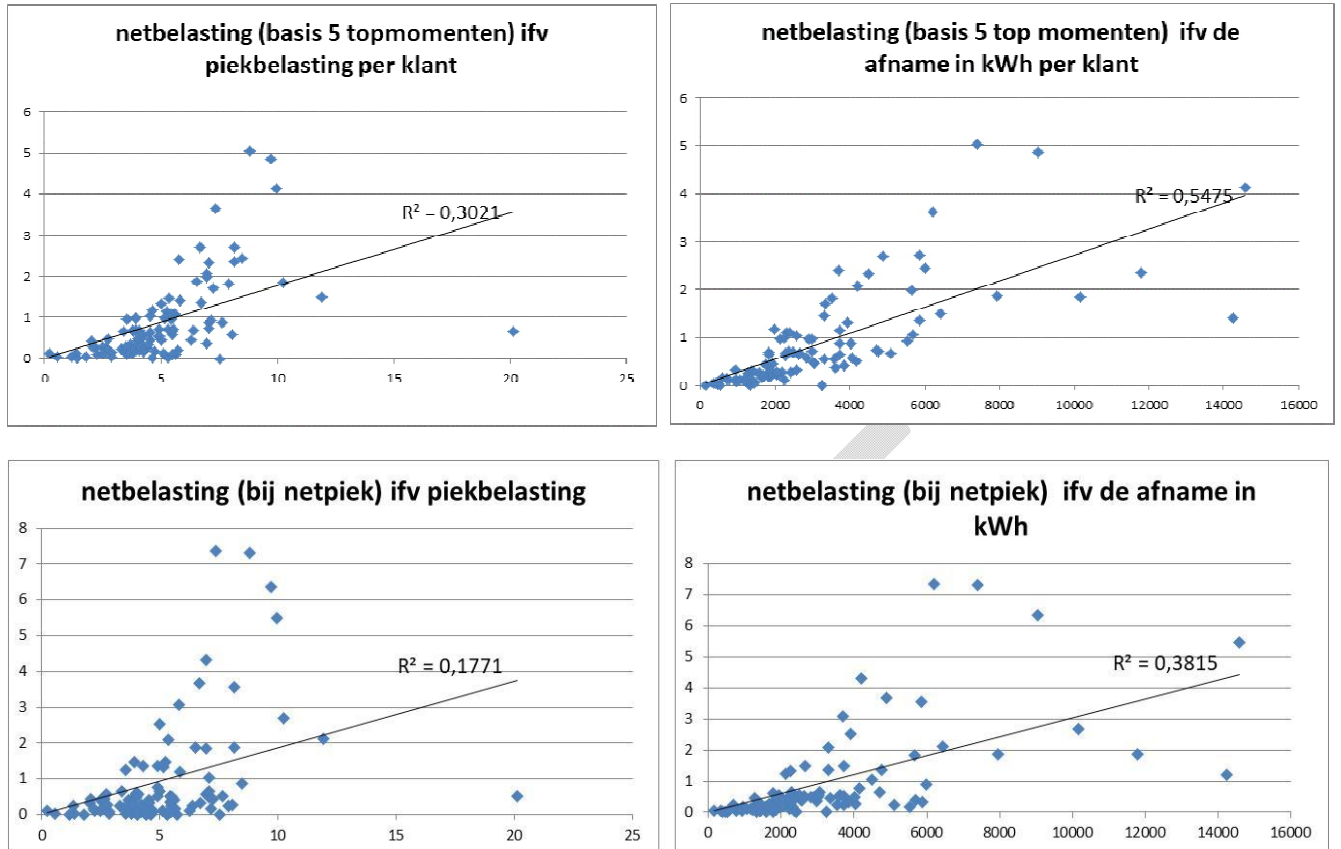
Figuur 2: Piekvermogen voor afname van de individuele netgebruikers

3.3 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 3: 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.

4 Bespreking EnergyVille-studie

4.1 Klassieke meters

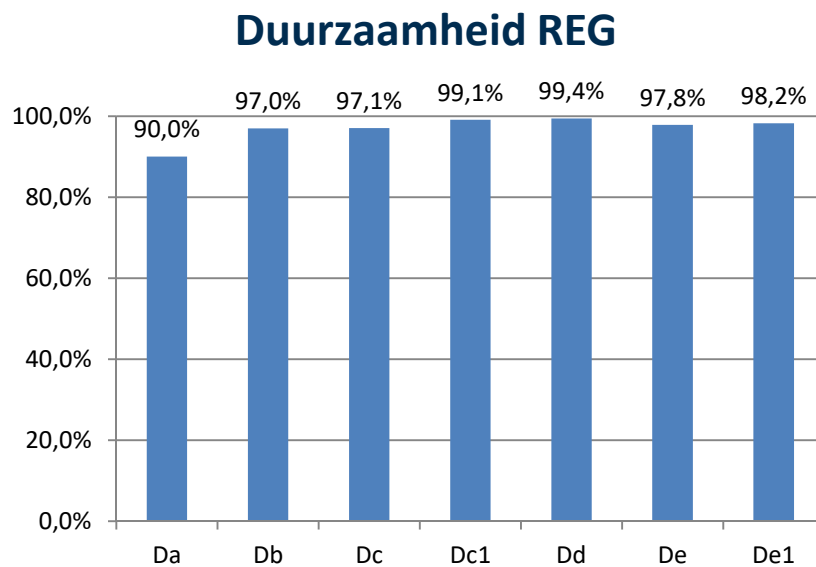
De studie onderzoekt mogelijke nieuwe tariefmodellen die ingevoerd zouden kunnen worden in afwachting van de invoering van de digitale meter. Op de vraag of het opportuun is om voor die periode een nieuwe tariefstructuur in te voeren wordt niet zozeer ingegaan. Aangezien er een duidelijke intentie tot sturing bestaat, lijkt dit op zich een relevante vraag. De tariefvoorstellen van de klassieke meters worden besproken aan de hand van de verschillende KPI's.

4.1.1 KPI 1: Duurzaamheid REG

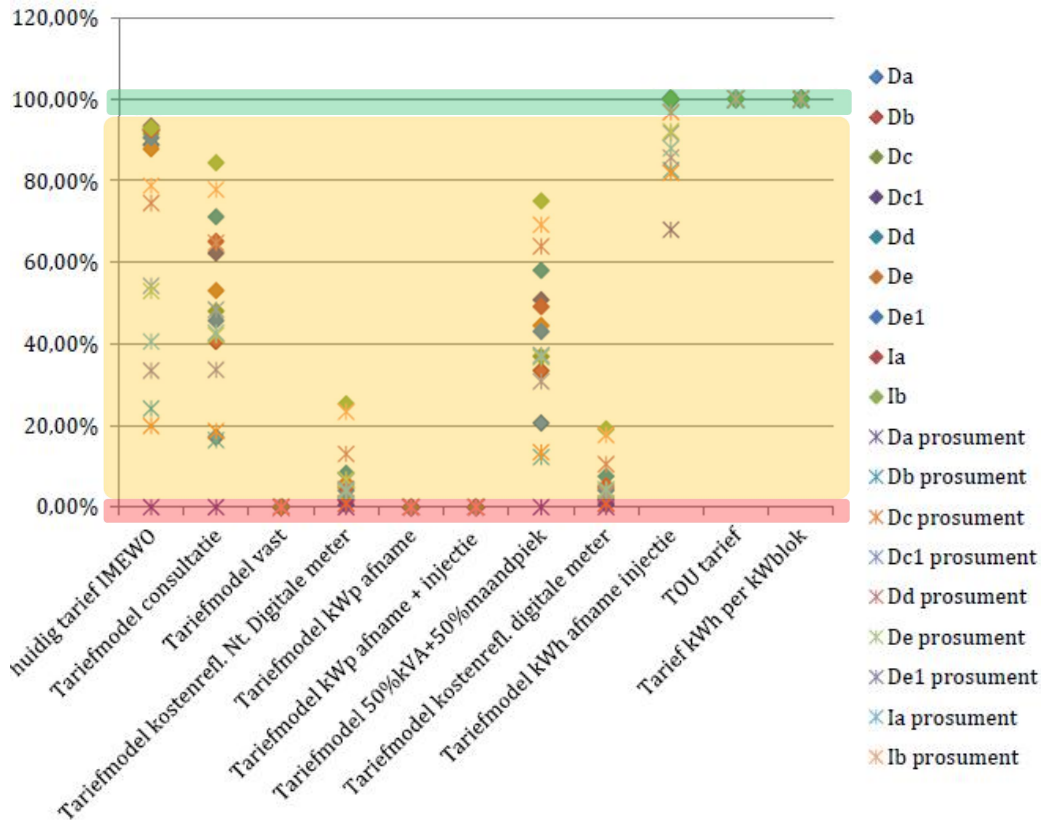
Deze indicator beoogt te meten in welke mate een gekozen tariefstructuur aanleiding geeft tot rationeel elektriciteitsgebruik en geeft het aandeel van de totale factuur dat berekend wordt op basis van het energieverbruik.

De resultaten voor het huidig tarief IMEWO in Figuur 49 van het EnergyVille-rapport lijken echter niet overeen te komen met wat men zou verwachten. Bij grote verbruikers zou het relatief aandeel van de vaste kost (= €4,3174) moeten dalen.

Voor de residentiële klantengroepen zonder eigen productie (Da, Db, Dc, Dc1, Dd, De, De1) bekomen we hiervoor, op basis van het cijfermateriaal gebruikt in de studie, waarden tussen de 90% en 99,4% zoals weergegeven in Figuur 4. Dit strookt niet met Figuur 49 van het EnergyVille-rapport (zie Figuur 5) waar de waarden rond de 90% schommelen. Bij een correcte inschatting van de KPI zou deze beter beoordeeld worden.



Figuur 4: Het aandeel van de totale factuur dat berekend wordt op basis van verbruikte kWh voor verschillende residentiële klantengroepen



Figuur 5: Vergelijking van KPI 1 voor elk tariefmodel (cf. Figuur 49 van de EnergyVille-studie)

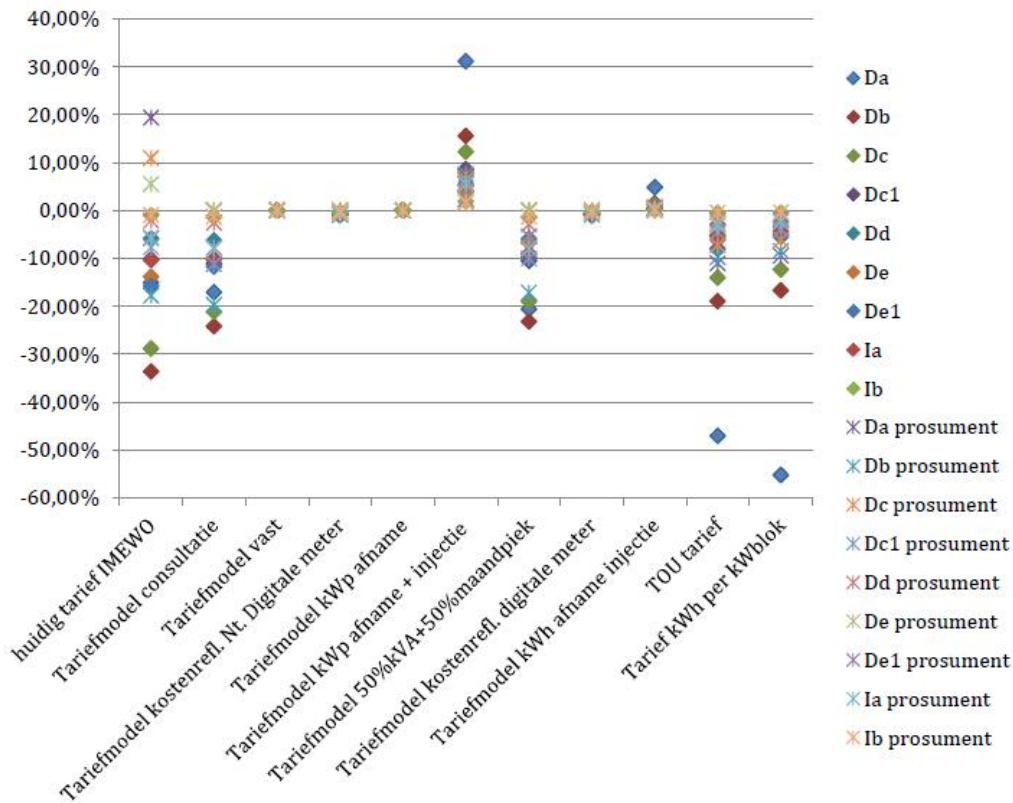
Voorts heeft COGEN getracht de discrete beoordeling van KPI 1 voor de verschillende tariefmodellen voor te stellen met groen, oranje en rood voor te stellen in Figuur 5. Hierbij lijkt de variatie binnen de oranje label bijna even groot te zijn als de variatie tussen de labels onderling. M.a.w, dezelfde resultaten kunnen op verschillende manieren gelabeld worden met een heel andere perceptie van het resultaat.

Bijkomend worden de tariefmodellen van klassieke en de digitale meters op dezelfde wijze beoordeeld. Zou men enkel naar de tariefmodellen voor de klassieke meter kijken moet men concluderen dat het huidig tarief veel beter zou scoren dan de rest.

4.1.2 KPI 2: Duurzaamheid HE (PV & WKK)

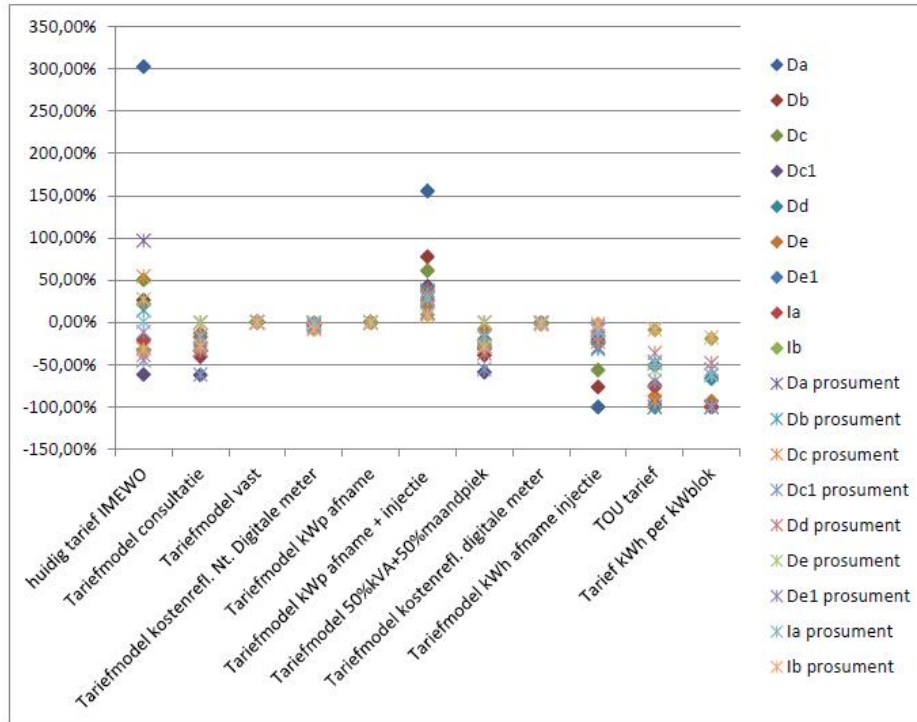
Deze indicator gaat na wat de investeringsimpact is van bepaalde tariefstructuren voor zowel PV als WKK. De indicator meet enerzijds (KPI 2a) de procentuele afwijking van de distributiefactuur bij de installatie van 1 kW additionele PV en anderzijds (KPI 2b) de investeringsimpact van een 5 kW WKK.

Bij KPI 2a (Figuur 6) en 2b (Figuur 7) wordt 'geen impact' op de elektriciteitsfactuur echter als 'neutraal' gepercipieerd, terwijl enkel de installaties waarbij de elektriciteitsfactuur verhoogt ten gevolge van de installatie van PV of WKK als nadelig worden gepercipieerd. In werkelijkheid is een tariefstructuur waarbij decentrale productie geen impact heeft op de elektriciteitsfactuur even nadelig als een nettatarief dat een negatieve impact heeft op de nettarieven. In beide gevallen zal er niet geïnvesteerd worden.



Figuur 6: KPI 2a: duurzaamheid PV

Bij het huidige nettatarief (met prosumentarief) wordt de installatie van bijkomende productiecapaciteit bij reeds bestaande lokale productie afgestraft. Echter, op zich is dit een onlogische keuze die ten onrechte een negatieve perceptie geeft over de rendabiliteit van PV en WKK bij dergelijke nettarieven.



Figuur 7: Vergelijking van KPI 2b voor elk tariefmodel⁵

Daarnaast is, zoals COGEN reeds eerder heeft opgemerkt, een 5 kWe WKK niet representatief voor de gemiddelde residentiële netgebruiker. Veel beter was geweest dat men een kleinere micro-WKK als referentie had genomen of men, net zoals bij PV, had geopteerd voor een fictieve 1 kWe WKK. Beide gebruikte cases leiden in veel van de beschouwde gevallen tot overdreven injectie van elektriciteit. De beschouwde WKK, net als de extra PV-panelen bij prosumenten, kunnen daarom als slechte niet-representatieve investeringsbeslissingen bestempeld worden

Hieruit concluderen we dat er onvoldoende reden is om het huidig tarief niet als positief qua duurzaamheid HE (KPI 2a en KPI 2b) te beoordelen.

4.1.3 KPI 3: Impact op de netgebruiker

De impact op de netgebruiker wordt gekwantificeerd door eventuele prijsschokken te identificeren aan de hand van relatieve prijsverandering van de totale distributiefactuur (KPI 3a). Om deze indicator te berekenen worden de huidige tariefstructuur en dus de huidige totale distributiekost als referentie aangenomen.

⁵ EnergyVille is bij de berekening van de resultaten van KPI 2b voor tariefmodel 'kWh afname injectie' het injectietarief vergeten mee in rekening te nemen. Dit kan men afleiden uit het feit dat een 5 kW WKK met 3.250 operationele uren 16.250 kWh/jaar produceert, wat veel meer is dan de gemiddelde jaarlijkse afname van een kleine gebruiker categorie Da (482 kWh/jaar) en met de gebruikte injectietarieven de energiefactuur zouden laten stijgen, in plaats van te dalen.

Daarnaast wordt er eveneens gekeken naar de welvaards distributie (KPI 3b), waarbij de welvaards distributie wordt opgemeten als de relatieve afwijking van de totale distributiekosten voor elke netgebruiker ten opzichte van het gepercipieerde kostenreflectief ideaal (36% capaciteit, 5% verbruik, 59% vast).

Betreffende KPI 3a zou het behouden van de huidige tariefstructuur het hoogst moeten scoren. Deze waarde wordt echter niet getoond met de argumentatie dat men het huidige tarief niet met het huidige tarief kan vergelijken, wat de intentie van de KPI tegenspreekt. Het buiten beschouwing laten van het huidige tarief om andere tariefstructuren met elkaar te kunnen vergelijken is verdedigbaar. Maar in dat geval moet erkend worden dat de huidige tariefstructuur hier een overtreffende positieve waarde heeft.

Betreffende KPI 3b moet men ermee rekening houden dat elektriciteit voor verschillende diensten kan gebruikt worden zoals verlichting, ontspanning (TV, radio, spelletjes, GSM, ...), voedselvoorziening (koken, afwas, koeling voedingswaren, ...), verwarming, transport (EV's), professionele activiteiten, ... Afhankelijk van de toepassingen, technische installaties en voorzieningen gebruiken netgebruikers hiervoor ofwel elektriciteit ofwel andere energievectoren (gas, hout, benzine, diesel, ...). Indien men rekening wil houden met de welvaards distributie zou men moeten kijken naar alle energievectoren die eenzelfde set van diensten leveren. Enkel focussen op elektriciteit geeft hier geen correct beeld.

Voor een correcte toepassing van capaciteitsgebaseerde tarieven zal wellicht een grondige herziening van de aansluitcapaciteit van de eindgebruiker nodig zijn. Het zou immers onredelijk zijn iemand te laten bijdragen op basis van een beslissing die onbewust werd gemaakt, of zelfs door een vorige eigenaar. Deze aanpassingen brengen op zich eveneens een aanzienlijke kost met zich mee die niet werd opgenomen in deze KPI.

Hieruit concluderen we dat het huidig tarief als meest positief qua impact op de netgebruiker (KPI 3) dient te worden beschouwd.

4.1.4 KPI 4a en 4b: Kostenreflectiviteit

Deze indicator zou de kostreflectiviteit van de tariefstructuur weergeven, i.e. in hoeverre de tariefstructuur de veroorzaakte kosten voor de netbeheerder vertegenwoordigt. Deze indicator wordt vastgelegd op basis van de norm (=afstand) tussen de relatieve verdeling van tariefdragers in een bepaald tariefmodel, en de gegeven ideale kostenreflectieve verdeling. De tarieven waarin een capaciteits-gerelateerde tariefdrager belangrijk is (afname piek, injectiepiek, aansluitvermogen of toegangsvermogen) scoren beter op deze indicator. Tariefmodellen waarin enkel op basis van afname (en injectie) wordt getarifeerd worden beschouwd als niet kostenreflectief.

De hier gebruikte ideale kostenreflectieve verdeling is gebaseerd op de systeempiek waarbij wordt verondersteld dat iedereen in gelijke mate hieraan bijdraagt. Dit is echter niet het geval, zoals aangetoond in Hoofdstuk 3. Enerzijds vertonen de individuele pieken een willekeurige spreiding in de tijd. De mate waarin een individuele gebruiker bijdraagt aan de systeempiek staat bovendien niet in verband met zijn eigen jaarpiek. De synchroniciteit van de pieken wordt hier dus niet in rekening gebracht. Anderzijds is de piekvraag een momentopname. Iemand met een hoog verbruik gedurende een langere periode maakt meer kans bij te dragen aan de systeempiek dan iemand met een korte

piek. Ze dragen verschillend bij aan de systeembelasting en dus aan de kosten, doch ze worden gelijk behandeld.

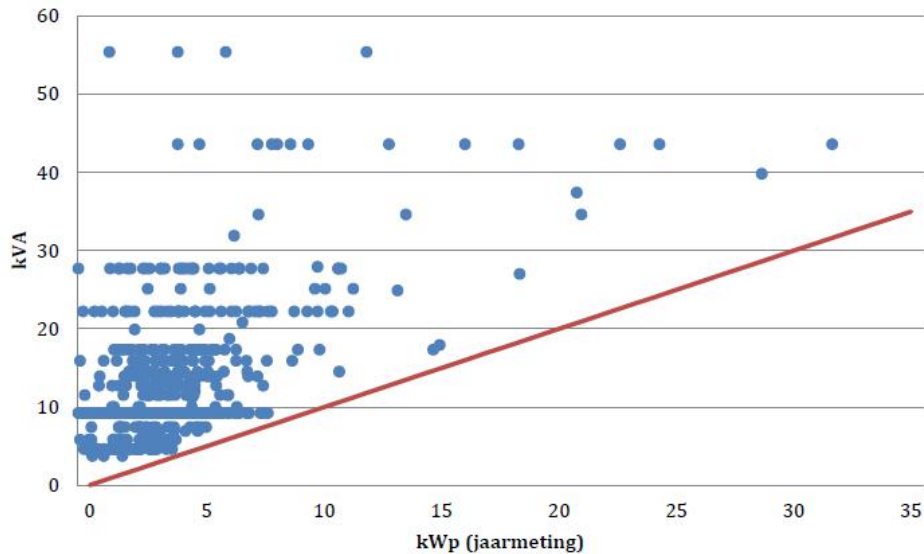
Voor de klassieke meters kan enkel het aansluitvermogen als maat voor de capaciteit gebruikt worden. Zoals de studie zelf aangeeft is het aansluitvermogen niet representatief voor het piekvermogen van de netgebruiker (zie Figuur 8). In het verlengde hiervan is dit ook niet representatief voor de dimensionering van de netten. De studie argumenteert dat indien de gebruikers hun aansluitvermogen zouden aanpassen aan hun piekvermogen deze wel representatief is. Dit zal niet gebeuren omdat:

- gebruikers met klassieke meter hun piekverbruik niet kennen
- er sowieso een weerstand is om zaken te veranderen
- dit bijkomend een bepaalde kost met zich meebrengt (momenteel 180 €)
- gezien klassieke meters massaal vervangen zullen worden door digitale meters er slechts een beperkte periode is om deze kost te recupereren.

Zelfs indien netgebruikers bereid zijn om in dit scenario massaal hun aansluitvermogen te verlagen, heeft de netbeheerder een probleem om dit te verwezenlijken. Het merendeel van de aansluitingen is 'overgedimensioneerd', waardoor netbeheerders al deze aansluitingen zouden moeten aanpassen. Deze operatie zou trouwens parallel met de uitrol van de digitale meter moeten gebeuren. Hierbij zou het niet of laattijdig aanpassen van een netaansluiting door de netbeheerder als discriminatie beschouwd kunnen worden. Indien de nieuwe tariefstructuur pas kan worden geïmplementeerd nadat iedereen voldoende kans heeft gekregen zijn aansluiting te herzien, vermindert de meerwaarde van een nieuwe tariefstructuur voor de klassieke meter nog verder.

Er is in de studie niet aangetoond of en hoe het verbruik of de individuele piekvraag bijdragen aan de systeempiek.

Bijgevolg kunnen we concluderen dat het aansluitvermogen geen betere maatstaf is op vlak van kostenreflectiviteit en dat er geen reden is om deze qua kostenreflectiviteit (KPI 4a en 4b) beter te waarderen dan energiegebaseerde tariefdragers.



Figuur 8: Technische aansluitcapaciteit versus geregistreerd piekvermogen (EnergyVille-studie Figuur 47)

4.1.5 KPI 5: Rationeel netgebruik

KPI 5 beoordeelt in hoeverre een tariefstructuur een afname synchroon met de verwachte lokale systeempiek ontmoedigt. In de vergelijking is het TOU-tarief het enige tariefmodel dat enigszins rekening houdt met een notie van systeempiek, via de voorgedefinieerde TOU-tijdsblokken, daarom is dit het enige tarief dat goed scoort op deze indicator.

Bij KPI 5 betreffende het rationeel netgebruik scoort enkel het TOU-nettarief met digitale meter positief en de andere tariefvoorstellen negatief. Dit terwijl het huidige nettarief, met een dag- en nachtteller, in feite ook een TOU-tarief is.

Hieruit concluderen we dat er geen reden is om het huidige tarief niet als positief qua rationeel netgebruik (KPI 5) te beoordelen.

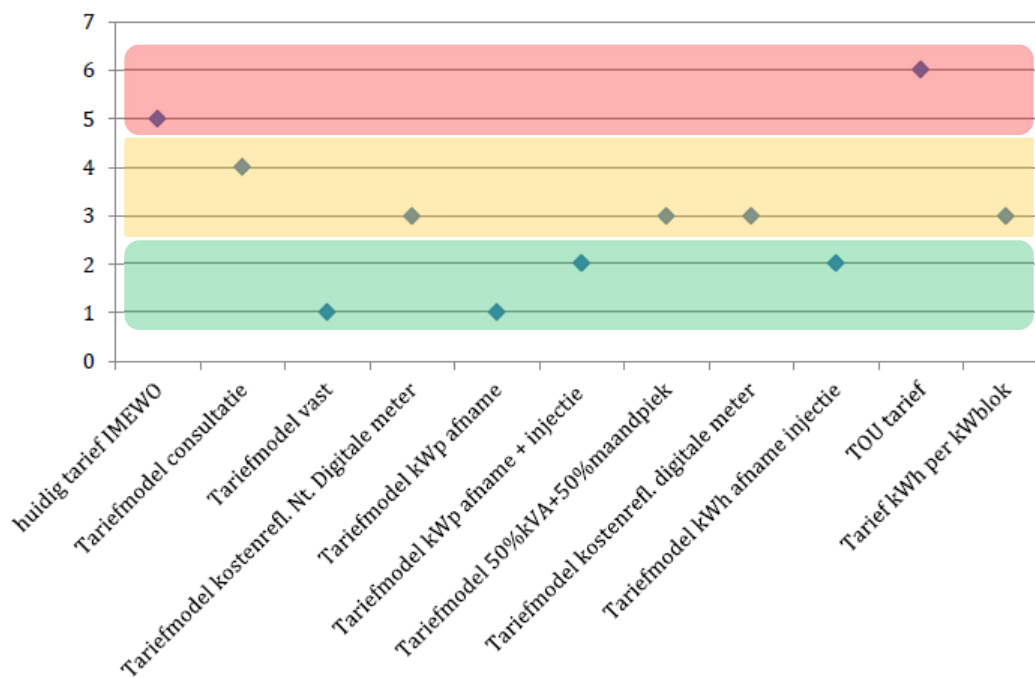
4.1.6 KPI 6: Eenvoud

Deze indicator geeft een inzicht in de complexiteit van de tariefstructuur en bijgevolg het facturatieproces. Met deze kwantitatieve parameter wordt een indicatie gegeven van het aantal onderdelen in een tariefstructuur. Hierbij gelden zowel het aantal tariefdragers als het aantal te beschouwen tijdsperiodes als rekenfactor.

Voor het huidig nettarief zijn er 5 tariefcomponenten, waardoor deze als rood gelabeld wordt, terwijl tarieven met 4 tariefcomponenten een oranje label krijgen. De reden waarom het huidige nettarief 5 componenten heeft in plaats van 4 is omdat er een vaste component bij zit voor de huur van de meter die slechts 0,68%⁶ (=€ 4,3174) van het budget bedraagt. Als deze component een bezwaar zou zijn, lijkt het ons logisch dat er een variant van het huidig nettarief voorgesteld wordt waarin deze minimale vaste kost wegvalt. Bovendien wordt er geen rekening gehouden met de complexiteit die een verandering van tarief meebrengt. Aangezien iedereen vroeg of laat zal moeten overschakelen

⁶ Bij gebrek aan de achterliggende cijfers is deze waarde bepaald door middel van terug rekenen van budgetten.

naar een nieuwe tariefstructuur bij het plaatsen van een digitale meter kan men stellen dat 1 omschakeling van tariefstructuur altijd eenvoudiger is dan 2 omschakelingen. Misschien weegt dit zelfs zwaarder door dan het aantal tariefdragers. Hieruit concluderen we dat er geen reden is om het huidig tarief complex (=rood) qua eenvoud (KPI 6) te beoordelen, temeer daar de gebruikers reeds gewend zijn aan het huidige nettatarief.



Figuur 9: Vergelijking van KPI 6 voor elk tariefmodel met overeenkomstige beoordeling (EnergyVille-studie Figuur 59)

Hoewel men eenvoud heeft opgenomen als KPI heeft deze enkel betrekking op de individuele tariefmodellen. Er is daarbij geen rekening gehouden met de eenvoud op lange termijn. Zeker bij niet-piekgemeten klanten is stabiliteit een belangrijke factor. Men kan zich afvragen in welke mate bij de individuele afnemer niet vooral verwarring wordt gecreëerd door op relatief korte tijd 2 maal de tariefstructuur aan te passen. Bovendien is de invoering van het prosumententarief nog niet zo lang geleden. Ook dit aspect wordt nog niet overal goed begrepen. Ook moet men er rekening mee houden dat het sturende effect pas zal intreden na een zekere tijd. Men kan zich daarom afvragen of het zinnig is de tariefstructuur voor de traditionele meter nu tussentijds nog aan te passen.

4.2 Tussenconclusie

Bovenstaande argumentatie geeft aan dat er geen reden is om het huidig tarief niet als positief te beoordelen qua duurzaamheid REG (KPI 1), duurzaamheid HE (KPI 2a & 2b), impact op de netgebruiker (KPI 3), rationeel netgebruik (KPI 5). Daarnaast werd aangetoond dat de energiegebaseerde tariefdrager beter de netkosten reflecteert (KPI 4a en 4b) dan het aansluitvermogen. Daarnaast is er geen reden om het huidig tarief complex (KPI 6) te beoordelen omdat de gebruiker reeds gewend is aan het huidige nettatarief. Rekening houdend met de complexiteit die gepaard gaat met meerdere aanpassingen van de tariefstructuur op enkele jaren tijd, en met de mogelijke extra kost door het aanpassen van het aansluitvermogen, lijkt het niet aangewezen om nog van tariefstructuur te veranderen voor de invoering van de digitale meter.

5 Digitale meters

Een juiste en stabiele keuze van het toekomstige tariefmodel is cruciaal om de gewenste gedragsveranderingen te verkrijgen.

5.1 De bestudeerde tariefmodellen

Tabel 1 geeft een overzicht met de tariefvoorstellen die onderzocht werden voor de digitale meters. Het valt op dat voor het verbruiksgerelateerd tariefmodel geen simulatie werd gedaan met enkel afname⁷. Dit tariefmodel had nochtans het best aangesloten bij het huidige tariefmodel en had bovendien kostenreflectief kunnen zijn volgens de redenering in hoofdstuk 3. Door de hoge injectietarieven die verondersteld worden kunnen hierover verder geen conclusies getrokken worden.

Tariefmodel digitale meters	Enkel afname	Afname & injectie
50% kVA + 50% kW	X	
Hybride	X	
kWp	X	X
kWh		X
TOU	X	
kWh per kW-blok	X	

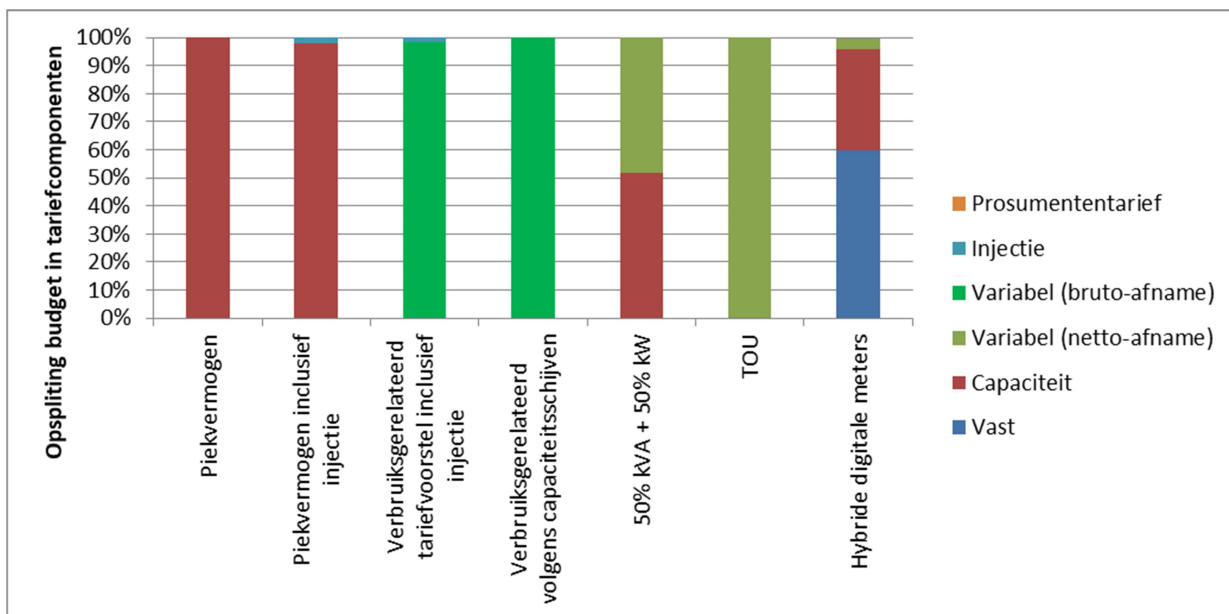
Figuur 10 geeft de opsplitsing van het budget (inclusief ODV's) in tariefcomponenten voor de tariefmodellen van de digitale meters. Hieruit blijkt dat het tariefmodel dat in de studie vaak gelabeld wordt als 50% kVA + 50% kW, uit bijna 50% energie-gebaseerde componenten (ODV's) bestaat. Men mag zich niet laten leiden door de naamgeving bij de beoordeling van KPI 1, KPI 2a, KPI 2b en KPI 3.

In de conclusie schuift de EnergyVille-studie onderstaande tariefmodellen als preferentieel naar voren. Hoewel TOU herhaaldelijk vermeld wordt als positief werd het niet weerhouden.

- tarief met 50% kVA + 50% maandpiek
- tarief kWh per kW-blok.

We zullen daarom vooral deze tariefmodellen verder bestuderen.

⁷ Dit verbruiksgerelateerd tariefvoorstel met enkel afname werd foutief wel gebruikt voor KPI 2b betreffende de impact op de rendabiliteit van WKK (zie Figuur 7)



Figuur 10: Opsplitsing van het budget (inclusief ODV's) in tariefcomponenten voor elk tariefmodellen van de digitale meters

5.2 Beoordeling van de KPI's

Omdat we niet over de achterliggende data beschikken kunnen we de beoordeling van de KPI's niet kwantitatief maken. We zullen ons daarom beperken tot enkele logische inzichten.

5.2.1 KPI 4a en 4b

Bij de beoordeling van KPI 4 wordt expliciet vermeld dat verbruiksgelateerde tariefmodellen niet kostenreflectief zijn. In hoofdstuk 3 werd aangetoond dat deze redenering niet klopt. Het jaarverbruik geeft een betere indicatie van de bijdrage van een individuele gebruiker tot de synchrone piek dan jaarpiek.

Het tarief met capaciteitsschijven maakt bovendien het tarief evenredig met de tijd dat je een hogere capaciteit vereist. Een langer hoog verbruik vergroot de kans dat je samen met andere gebruikers het net wenst te gebruiken en dus bijdraagt aan een hogere netbelasting.

5.2.2 KPI 5

De studie waardeert enkel TOU als positief voor rationeel netgebruik omdat het de avondpiek expliciet hoger tarifeert. Nochtans geeft de tekst aan dat ook capaciteits-gelateerde tarieven en het tarief met capaciteitsschijven een positieve impact kunnen hebben. Voor de eerste groep is dit het geval wanneer de gebruiker zich goed bewust is van zijn gecontracteerde capaciteit. De capaciteitsschijven geven een incentive om het verbruik te spreiden en dus pieken te verlagen.

5.3 Tussenconclusie

Bovenstaande opmerkingen geven aan dat de waardering van het tarief '50% kVA + 50% maandpiek' eerder overschat is, terwijl het tarief "kWh per kW-blok" eerder onderschat wordt. Van de door de studie voorgestelde tarieven lijkt het tarief "kWh per kW-blok" dan ook als meest gunstige naar voor te komen.

6 Conclusie

Deze nota toont aan dat niet het piekvermogen, maar het jaarverbruik de betere parameter is om de bijdrage aan de netkosten te weerspiegelen. Deze conclusie heeft een grote impact op de beoordeling van de verschillende tariefmodellen in de EnergyVille-studie.

Voor wat betreft de tariefmodule voor de klassieke meter geven de aangebrachte argumenten aan dat er geen reden is om het huidig tarief niet als positief te beoordelen. Anderzijds zijn er wel argumenten om geen nieuw tariefmodel in te voeren. Zeker wanneer dit extra kosten meebrengt voor de evaluatie en eventuele aanpassing van de bestaande aansluitvermogens.

Voor wat betreft de tariefmodule voor de digitale meter, blijkt het tarief “kWh per kW-blok” naar voor te komen als beste optie.

7 Aanbevelingen

Gelet op voorgaande bevindingen is COGEN voorstander van het behoud van het huidige tarief voor de klassieke meter. Eventueel kan de vaste component hierin afgeschaft en verrekend worden. Voor de digitale meter kan COGEN zich, omwille van de veelheid aan belangen en de resultaten van de studie, aansluiten bij het tariefmodel “kWh per kW-blok”. Gelet op voorgaande bedenkingen lijkt dit ook als beste optie naar voor te komen uit de studie.

Bijlage A. Beoordeling van de verschillende tariefmodellen voor de verschillende KPI's

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
Huidig	Orange	Orange	Red	White	Red	Red	Red	Red
Consultatie	Orange	Green	Green	Orange	Orange	Green	Red	Orange
Vast	Red	Orange	Orange	Red	Orange	Red	Red	Green
Hybride	Red	Orange	Orange	Red	Green	Green	Red	Orange

Tarief-modellen	KPI							
	1	2a	2b	3	4a	4b	5	6
kWp afname	Red	Orange	Orange	Orange	Orange	Green	Red	Green
kWp afn + inj	Red	Red	Red	Orange	Orange	Green	Red	Green
50% kVA + 50% kW	Orange	Green	Green	Green	Orange	Green	Red	Orange
Hybride	Red	Orange	Orange	Red	Green	Green	Red	Orange
kWh afn + inj	Green	Red	Green	Orange	Red	Red	Red	Green
TOU	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Green	Red
kWh per kW-blok	Green	Green	Green	Orange	Red	Red	Red	Orange