

Consultatiereactie capaciteitstarieven piekgemeten klanten VREG CONS-2019-1

1 Inleiding

Deze nota is een reactie op de VREG consultatie CONS-2019-01 over de nieuwe tariefstructuur voor piekgemeten klanten met een grootverbruiksmeterinrichting en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een vermogen groter dan 10 kVA. De VREG ambieert de invoering van de nieuwe tariefstructuur voor piekgemeten klanten vanaf 2021. In het consultatiedocument wordt een basistarief voorgesteld dat de toegewezen kosten aanrekenet op basis van een combinatie van 3 verschillende capaciteitsgerelateerde tariefdragers.

2 Voorstel VREG tariefstructuur piekgemeten klanten

Het voorstel van de VREG omtrent het basistarief 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**¹ [€/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 afgeschaft en vervangen door een tijdelijk maximumtarief.
- **Overschrijdingstarief TV**[€/kW]: bestraft het vermogen boven toegangsvermogen om te voorkomen dat netgebruikers hun toegangsvermogen niet te laag instellen.

¹ In welke mate is het nog een meerwaarde om een maandpiek te combineren met een ToU-piek. Een dag/nacht teller wordt toch ook niet gecombineerd met een enkelvoudige teller?

	TARIEFCOMPONENT	VERDELING NETKOSTEN	TARIEFDRAGER
NETGEBONDEN TARIEVEN	Tarief netgebruik		
		50%	toegangsvermogen
		x%	maandpiek
			overschrijdingstarief TV
		(50 - x)%	ToU piek
			begrensd tot max.tarief
	Reactieve energie		overschrijdingstarief
	Tarief ODV		
	Toeslagen		
BASISTARIEF			

3 Studie ICEDD in opdracht van BRUGEL

Bij het uitwerken van deze reactie, vindt Cogen Vlaanderen dat uiterste interessante bevindingen naar voor komen in een studie die ICEDD heeft uitgevoerd in opdracht van de Brusselse regulator BRUGEL². Ook BRUGEL is 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. De drie voornaamste uitdagingen betreffende de energietransitie zijn volgens BRUGEL:

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.

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. Voor de uitvoering van deze studie heeft het ICEDD van distributienetbeheerder Sibelga alle nodige beschikbare gegevens verkregen.

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 A. 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.

² Project van studie betreffende de invoer van een capaciteitstarief in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest ([BRUGEL-STUDIE-20180619-26](#))

Er werden drie scenario's/tariefstructuren gedefinieerd:

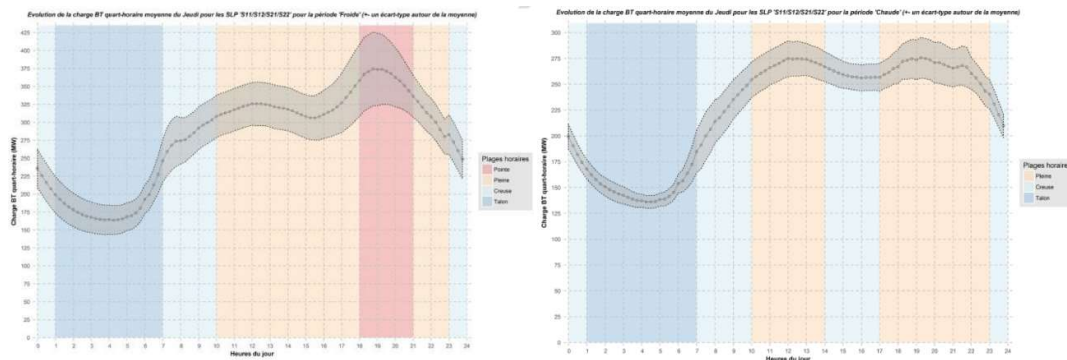
1. 'As Is', dat overeenstemt met de huidige tariefstructuur;
2. 'Cost Reflective', dat overeenstemt met de situatie waarin het tarief de kostenstructuur zo goed mogelijk weergeeft;
3. 'Capacity to Reduce Cost', dat beantwoordt aan de uitdaging om de energietransitie te realiseren tegen de laagste kost.

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 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 tijdperiodes. Ervaring in Frankrijk toont aan dat het optimale aantal vooraf vastgestelde tijdperiodes 4 is. Deze tijdperiodes 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 1). 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 1: 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 fysieke 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, 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 of bijna verzadigd is. Wanneer het netwerk anticipeert op een synchrone piek 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 literatuur³.

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 beperken (zonder voordeel voor de DNB met verlies aan flexibiliteitsmogelijkheden) en
3. het zou de tariefstructuur complexer maken door de bijkomende term.

³ Passey, Robert, Haghdadi Navid, Anna Bruce, et Iain MacGill. 2017. « Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges ». *Energy Policy*.

3.3 Scenario 'Capacity to Reduce Cost'

Dit nettarief 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 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 (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 dit scenario "Capacity to Reduce Costs" wordt de vaste term weggelaten om netgebruikers maximaal te stimuleren om hun gedrag aan te passen. Verder 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

Uit de resultaten (zie Figuur 2) 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 (€/kVA) en 80% van de begroting gedekt zal zijn door een proportioneel tarief (€/MWh), gedifferentieerd in functie van 4 tijdsperiodes. 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).

	Les indispensables					Transition énergétique							Les classiques				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Avec CI	(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) Réflexivité 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 2: Evaluatie van de scenario's volgens de 17 criteria

4 Standpunt COGEN Vlaanderen

4.1 Voorstel tariefstructuur VREG CONS 2019-1

Door de bevindingen van de ICEDD studie mee te nemen in de evaluatie van het voorstel van tariefstructuur in de VREG CONS-219-1, concluderen we dat er twee fundamentele problemen zijn.

1. Men veronderstelt dat niet-synchrone pieken eveneens leiden tot bijkomende investeringen voor de distributienetbeheerder en dus overeenkomstig vergoed moet worden. Hierdoor 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 met **overcapaciteit** tot gevolg.
2. Men veronderstelt dat een kosten-reflectief nettatarief ook een kosten-efficiënt nettatarief is. De studie van BRUGEL toont aan dat kosten-reflectief nettatarief onvoldoende geschikt is om op een kosten-efficiënte manier de energietransitie te bereiken. Dit omwille van twee redenen:
 - a. Door de voorgestelde capaciteitsterm is er **weinig stimulans 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).

In het consultatiedocument stelt de VREG voor om de niet-netgebonden tariefcomponenten Tarief openbardienstverplichtingen (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 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. Daarom stellen we de onderstaande aanpassingen voor.

4.2 Proportionele term

Zorg voor een tariefcomponent op basis van de hoeveelheid elektriciteit die van het net wordt afgenomen. De bijbehorende proportionele term moet aanzienlijk verschillen naar gelang van elk van de vier tijdperiodes die door de DNB in overleg met de andere marktdeelnemers zijn vastgesteld. Deze tijdperiodes 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. 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.

Zorg dat 80% van het budget van de netbeheerder door de proportionele term wordt gedekt, zodat er voldoende stimulansen zijn 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 infrastructuren maar ook het rationeel gebruik van energie moet bevorderen.

Gezien het volume van de niet-netgebonden kosten (ODV) buiten de bevoegdheid van de VREG vallen zijn we van mening dat deze geen invloed mogen hebben op het bepalen van de tariefstructuur voor de netgebonden kosten.

4.3 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*".

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).

Verder willen we aanvoeren dat 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, 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.

4.4 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.

De logica die aangehaald wordt in het consultatiedocument is bovendien een argument dat een puur capaciteitstarief de energietransitie duurder zou maken. Het pleit bovendien om een tarief 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.

5 Vragen VREG

In de consultatie 2019-1 heeft de VREG 4 vragen geformuleerd.

Vraag 1: Acht u de bepaling van overgangsmodaliteiten m.b.t. de toepassing van het overschrijdingstarief noodzakelijk om het financiële risico van de netgebruiker in te perken in de eerste periode na invoering van de nieuwe tariefstructuur?

- a. Een overschrijdingstarief is enkel relevant indien de overschrijding gebeurt tijdens netcongestie. Op andere momenten wordt er gewoon efficiënt gebruik gemaakt van het net. Dit zou dan niet mogen leiden tot bijkomende investeringen van de DNB en mag bijgevolg ook niet 'bestraft' worden.
- b. Daarnaast denken de meerderheid netgebruikers nog steeds in termen van kWh i.p.v. kVA/kW. Het zou niet eerlijk zijn om vanaf dag één netgebruikers te bestraffen omdat ze zich nog niet bewust zijn van het probleem.
- c. We denken dat in de overgangssituatie ook het omgekeerde moet gelden en dat de netbeheerder een ingesteld toegangsvermogen dat ruim boven het reëel afgenomen vermogen ligt (vb 10%) moeten terugbetalen. Dit vermijdt dat de netbeheerder een verdoken financiële reserve opbouwt die betaald wordt door netgebruikers die te conservatief zijn uit vrees voor het overschrijdingstarief.

Vraag 2: Wanneer acht u het moment geschikt om de derde tariefdrager ToU piek te activeren?

Het verleden heeft aangetoond dat een ToU-verbruiksgerelateerd tarief effectief is om een gedragswijziging teweeg te brengen. Wat de effectiviteit van een ToU-vermogengebaseerd tarief is ten opzicht van een ToU-verbruiksgerelateerd tarief (onze voorkeur) is kunnen we niet inschatten. Maar positieve gedragsveranderingen zijn moeilijk aan te leren. Daarom zou het goed mocht er geen onderbreking zijn tussen het ToU-tarieven en dat er reeds onmiddellijk uitbreiding is naar een 4-tal periodes.

Het vertragen van de invoering van ToU tarieven is bovendien een vertraging bepleiten voor investeringen in elektrische wagens, stationaire batterijen, elektrificatie van processen...

Bijkomend zal een dergelijk drastische herziening van de tariefstructuur gepaard moeten gaan met een grote informatiecampagne. Uit praktijkervaring weten we dat KMO's vaak moeilijker te bereiken zijn. Hierdoor is het beter om eenmalig grondig te communiceren over de herziening van de tariefstructuur.

Vraag 3: Moet de activatie van de tariefdrager ToU piek bij de piekgemeten klanten met een grootverbruiksmetinstelling en/of piekgemeten klanten die beschikken over een aansluiting met een decentrale productie-eenheid met een maximaal AC-vermogen groter dan 10 kVA volgens u samengaan met de introductie van een gelijkaardige ToU prikkel bij de klanten met een kleinverbruiksmetinstelling? Zo ja, moeten beiden op eenzelfde moment geactiveerd worden?

COGEN pleit hieromtrent voor een pragmatische aanpak gezien de wijzigingen voor klanten met een kleinverbruiksmetinstelling een andere dynamiek kent met veel gevoeligheden. De gelijktijdige invoer van de ToU prikkel bij alle netgebruikers, zou wel de noodzaak voor een injectie component in het tarief (indien deze er al zou komen) kunnen vermijden doordat de

een overaanbod van geïnjecteerde energie dan ook kosten-efficiënter (in de nabijheid van de injectie) verbruikt of opgeslagen kan worden door alle netgebruikers.

Vraag 4: Hoe lang denkt u dat een maximumtarief als overgangmaatregel noodzakelijk is?

Zolang de twee fundamentele problemen waarover sprake in paragraaf 4.1 niet opgelost zijn, blijft enige financiële bescherming van de netgebruikers noodzakelijk.

6 Bijlage A: 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^{de} 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