

Onderwerp: FEBEG input in de consultatie van VREG over het capaciteitstarief distributie
Datum: 30 september 2016

Contact: Silvie Myngheer, Katharina Bonte
Telefoon: 0032 2 500 85 88 – 0032 2 500 85 87
Mail: silvie.myngheer@febeg.be, katharina.bonte@febeg.be

Executive summary

FEBEG verwelkomt het consultatiedocument van de VREG zodat het debat over een capaciteitstarief voor distributie in Vlaanderen concreet vorm kan krijgen.

FEBEG reageert positief op de evolutie naar tarifiering van distributiekosten voor afname op basis van capaciteit omdat het beter de kost van het net reflecteert en kan leiden tot een eerlijkere bijdrage van alle netgebruikers tot deze kost, wat een logische en ondersteunende stap in de energietransitie is. **FEBEG is voorstander van het principe van het capaciteitstarief. Met deze nota formuleert FEBEG haar bedenkingen op het voorstel dat nu op tafel ligt.**

Voor FEBEG moet de invoering van een capaciteitstarief zoals het nu voorligt zich duidelijker kaderen in de algemene evolutie naar het **energiesysteem van de toekomst** en niet alleen vanuit de invalshoek van de netbeheerder bekeken worden. Ook de impact op (kwetsbare) netgebruikers, flexibiliteit, decentrale en lokale productie, auto-consumptie, aanbod van nieuwe diensten, de slimme meter,... moet worden meegenomen in de overwegingen.

Algemeen formuleert FEBEG de volgende opmerkingen op het voorstel van tariefstructuur voor **laagspanning** dat momenteel geconsulteerd wordt.

- We moeten er over waken dat de nieuwe tarieven niet te complex of verwarrend zijn voor de consument (die op vandaag al geen wegwijs meer weet). Er is nood aan transparante, eenvoudige en niet discriminerende tarieven.
- Door te werken met schijven zal een consument nooit zijn werkelijke nood aan capaciteit vragen en dus betalen.
- We stellen vast dat het nettatarief vraagbeheer en flexibiliteit zal ontraden. Positieve pieken die congestie verhelpen of het systeem helpen, zullen ontmoedigd worden.
- De slimme meter is een nuttig middel om de capaciteit van de klant op een snelle en kosten-efficiënte wijze (op afstand) te moduleren.
- Een vertraging in de uitrol van de slimme meter mag geen belemmering vormen voor de toepassing van het capaciteitstarief.
- Het capaciteitstarief mag geen belemmering zijn om innovatieve en slimme diensten zoals opslag aan te bieden.
- FEBEG is geen voorstander van nettatarieven in functie van de reële toestand van het net (**dynamische nettatarieven**).
- De prikkel tot energie-efficiënte en besparing zal verzwakt worden.
- Er moet verder nagedacht worden hoe om te gaan met klanten in energiearmoede.
- Overgangsmaatregelen voor de aanpassing van het aansluitvermogen zijn aangewezen.
- We zijn geen voorstander van het zonder meer afschaffen van het dag- en nacht tarief zowel vanuit de invalshoek van de klant als van de leverancier.

- Een aparte behandeling van prosumenten (deel ODV's) zou moeten vermeden worden. Er moet gradueel en op korte termijn afgestapt worden van het systeem van de terugdraaiende teller met compensatie.
- Sensibilisering en communicatie-trajecten zullen noodzakelijk zijn
- Wij vragen om te waken over de negatieve impact op de leverancier (rectificaties, klachten) die aanleiding kunnen geven tot bijkomende wanbetaling.
- We vinden het positief dat de VREG de inwerkingtreding van een nieuw tarief niet plant voor 2019, gezien de inwerkingtreding van MIG 6 is een vroegere startdatum niet realistisch. We wijzen op het belang van voldoende hoge datakwaliteit van bij de start.

Wat **injectie** betreft (midden- en hoogspanning), pleit FEBEG voor de afschaffing van het injectietarief. Injectietarieven ontmoedigen ronduit de ontwikkeling van decentrale productie in Vlaanderen. Dat injectietarieven dan ook geen goede noch correcte maatregel zijn, wordt verder duidelijk doordat:

- de DNB de eventuele kosten van injectie niet kent;
- de baten van decentrale productie niet meerekent;
- andere landen geen injectietarieven kennen en er dus concurrentievervalsing is;
- een injectietarief kostenverhogend is, en dus ook steunverhogend is:
- producenten reeds veelomvattende aansluitingskosten dragen;
- de kosten van het systeem ook gedekt moeten worden door de inkomsten van de tarieven, ook als er helemaal geen lokale productie is.

FEBEG vraagt de VREG om dit als een serieuze optie mee te nemen in haar voorstel van tarieven voor de volgende tariefperiode. Meer zelfs pleit FEBEG voor de onmiddellijke afschaffing van injectietarieven.

Los van het feit dat wij tegenstander zijn van een injectietarief, formuleren wij tevens de volgende opmerkingen op het voorstel dat nu op tafel ligt.

- Het voorstel heeft een te grote negatieve impact op productie-installaties. Wind en PV met vermogens groter dan zo'n 300 kVA gaan er duidelijk op achteruit t.o.v. het huidige nettatarief en autoconsumptie wordt volledig ontmoedigd. Een capaciteitstarief kan in principe ook nooit interessant zijn voor variabele energie en lijkt dus tegen de doelstelling van meer hernieuwbare decentrale energie te gaan.
- Het piektarief is een te vlak en dus afstraffend tarief en het aansluitingstarief overlapt (deels) met de reeds betaalde (niet-periodieke) aansluitingskosten. FEBEG is voorstander van een correct aansluitingstarief dat rekening houdt met de kosten die producenten reeds dragen voor een aansluiting, aangevuld met een sturend piektarief. Het aansluitingstarief moet bovendien gelinkt zijn aan het gecontracteerd aansluitingsvermogen en niet het fysiek aansluitingsvermogen. Het piektarief moet pas van toepassing zijn als dit gecontracteerd vermogen overschreden wordt en is bij voorkeur gelinkt aan een reëel netprobleem – als een piek geen negatieve gevolgen heeft moet deze niet duur betaald worden; zo ook voor een piek die een positief effect heeft op net en/of systeem, welke in feite beloofd zou moeten worden.
- In dat kader pleiten we voor een goed congestie management, dat bijkomend een efficiënt gebruik van het net tegen de laagste kost mogelijk maakt, een correcte investeringsprikkel geeft en zo ook de tarieven scherp kan houden.
- Ook stellen we voor om de meterkost niet op te nemen in de basistarieven maar een-op-een te blijven aanrekenen aan het betrokken project. Op die manier blijft de netkost voor een netgebruiker kostenreflectiever.
- Ook moet het tarief voor de afname van productie-eenheden correct en kostenreflectief zijn. Dat eenzelfde kabelcapaciteit tweemaal betaald moet worden kan niet de bedoeling zijn. Dit vraagt in feite opnieuw voor het opheffen van een injectietarief.

Algemeen zien we voor **midden- en hoogspanning** in het voorstel voornamelijk een gewijzigde manier van inkomstenvergarig door de DNB, die tot voordeel heeft deze een stabiel inkomen te geven en te vermijden dat bijkomende infrastructuur nodig is (ongeacht het voorkomen van congestie). Ook hier vragen we verder te kijken dan deze doelstelling. Doordat elke piek er een te veel en te hoog is (hij wordt een gans jaar meegenomen in de netfactuur), gaat dit in tegen flexibeler inzetten van eenheden (productie en/of afname) en tegen de natuur van variabele productie.

Financiële afwegingen vanuit de netbeheerder mogen dus niet de enige drijfveer zijn voor een wijziging van de tariefstructuur. Nettarieven moeten, naast het bieden van een correcte vergoeding voor de netkosten, aansturen op een efficiënte netuitbating en efficiënt netgebruik. FEBEG pleit voor een weloverwogen capaciteitstarief dat de tarieven en dus de facturen naar de klant overzichtelijk maakt en waarbij de transitie naar hernieuwbare energie en innovatieve diensten (vb. batterijen) ondersteund wordt.

Uitgaande van dit alles vraagt FEBEG de VREG/DNB's om een meer uitgebreide impact assessment van verschillende elementen uit het voorstel en van bijkomende alternatieven te maken om een zo doordacht nettarieef op basis van capaciteit te verzekeren. We denken aan de afschaffing van de terugdraaiende teller, een capaciteitstarief per eenheid kVA i.p.v. in schijven, afschaffing van het injectietarief, anders omgaan met piekverbruik en -productie op middenspanning,....

Algemene beschouwingen

Vooreerst vraagt FEBEG om de invoering van het voorgestelde capaciteitstarief duidelijker te kaderen in de evolutie naar het **energiesysteem van de toekomst**. Het consultatiedocument kijkt naar de verantwoording van een capaciteitstarief vanuit de invalshoek van het netbeheer, maar het is evenzeer noodzakelijk dat een capaciteitstarief inpast in het toekomstige energiesysteem, dat naast goed netbeheer ook bestaat uit doelstellingen zoals energie-efficiëntie, hernieuwbare energieproductie, benutten van flexibiliteit en andere diensten, en rekening houdend met de introductie van de slimme meters bij particulieren maar ook bij grote afnemers en producenten,...

Voor FEBEG kan het doel van een capaciteitstarief op afname er in bestaan dat er een sterkere link is tussen de benutting van capaciteit van het net en wat een netgebruiker hiervoor bijdraagt, aangezien de kost voor de netbeheerder ook in sterke mate bepaald wordt door de capaciteit die hij moet voorzien voor de netgebruiker. **Sterkere kostenreflectiviteit** is een verdedigbare drijfveer. Anderzijds moet men hier ook realistisch in zijn: niet per se de dikte van de kabel bepaalt de kost voor een nettoegang (kost van het koper), maar ook sterk de manuren die men in een uitbreiding stopt – wat ongeacht de netcapaciteit is – bepalen de kost. Daarnaast zijn de transformatoren dan weer wel in verhouding tot de noodzakelijke capaciteit.

De te voorziene distributienetcapaciteit wordt echter voornamelijk bepaald door **energiepieken** die op gelijke momenten door afnemers getrokken worden (vb. een koude kerstavond) of door producenten of prosumenten worden geïnjecteerd (vb. een zonnige pinkstermaandag) – wat wij verder “synchrone pieken” noemen. Netten zijn voorzien op een bepaald piekverbruik – historisch gezien afnamepieken – maar kunnen hun limiet bereiken als de maximale synchrone piek groter wordt en men nieuwe netuitbreidingen wil vermijden voor eventueel bijkomende afnemers of (lokale) productie. Een capaciteitstarief dat kostenreflectief wil zijn moet dus in principe rekening houden met de gelijktijdigheid van pieken en hun grootte. Afname- en injectiepieken kunnen elkaar ook opheffen (vb. een windrijke kerstavond). Dergelijke situatie zal de netimpact sterk/volledig reduceren.

Om de werkelijke uitdaging van het net aan te pakken en toch het risico te vermijden dat nettarieven interfereren met prijssignalen van marktpartijen is FEBEG voorstander van een systeem waarbij de netbeheerder aan de marktpartijen vraagt om een oplossing aan te bieden voor een netprobleem. Dit kunnen marktpartijen doen door vb. flexibiliteit bij klanten te zoeken, opslag aan te bieden,

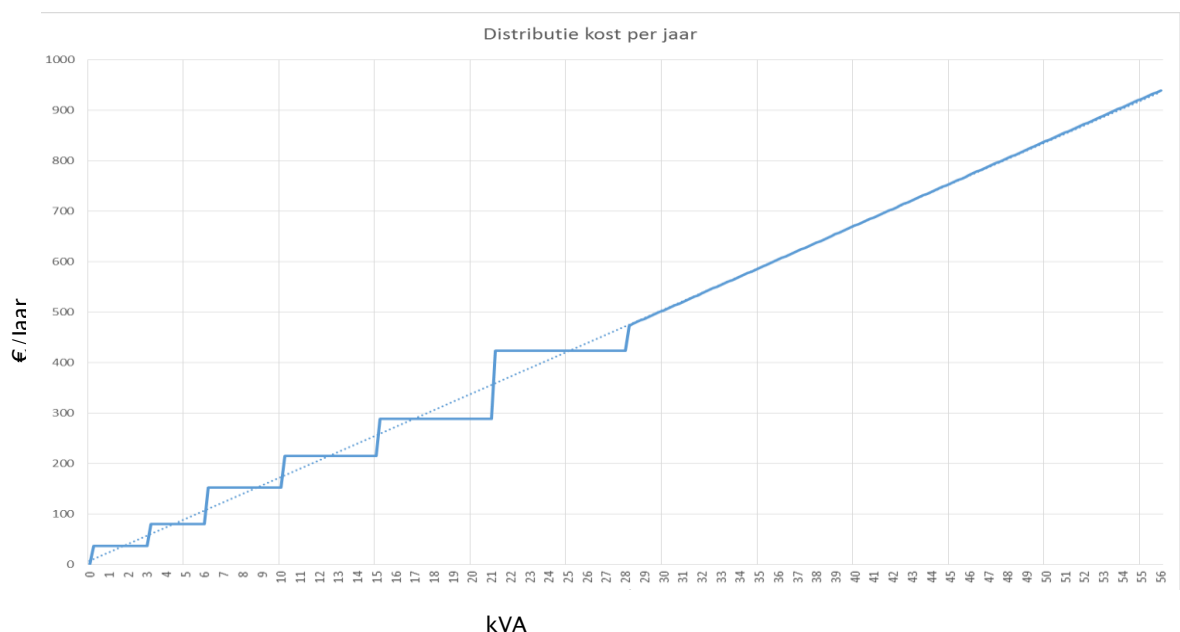
productie aan te passen,... Hierbij wordt dus een **ondersteunende dienst geleverd aan de netbeheerder**, die uiteraard correct vergoed wordt. Hierdoor kan de netbeheerder de juiste kostenafweging maken tussen deze vergoedingen en een netinvestering. FEBEG is geen voorstander van nettarieven in functie van de reële toestand van het net (**dynamische nettarieven**), aangezien dit complex is en penalisierend voor netgebruikers die niet in staat zijn hun gedrag in functie van de tarieven aan te passen. Maar met een correcte verfijning van een piektarief op maandbasis en op jaarbasis, al dan niet afhankelijk van het moment van de dag overeenkomstig met (statistische/historische) momenten van piekbelasting (**time of use tarieven**) kan het tariefstelsel op een vereenvoudigde manier de kostenreflectiviteit van de synchrone piek benaderen. Slimme meters kunnen bijdragen aan deze meer verfijnde tarifiering rekening houdend met de synchrone piek en aan het ontsluiten van het potentieel aan flexibiliteit. Een goed voorbeeld hiervan is de tariefstructuur die Elia heeft ingevoerd voor de periode 2016–2020.

In onderstaande nota bespreken we de impact op en onze bekommernissen voor de verschillende klantengroepen (netgebruikers met afname en/of injectie) en voor leveranciers meer in detail.

Impact op laagspanning

LS-afnemers

Wij stellen vast dat het capaciteitstarief uitgedrukt wordt in eerder grove schijven van kVA's. Dit zorgt ervoor dat de klant bijna nooit voor zijn **werkelijke nood aan capaciteit** betaalt. Bovendien zullen er in een zelfde schijf steeds klanten zijn die in feite te veel betalen en andere die te weinig betalen voor hun capaciteit (zie onderstaande figuur). Het zorgt er dan ook voor dat het steeds interessanter is om het hoogste vermogen van de schijf aan te houden en stimuleert dus niet naar zo laag mogelijke vermogens. Enkel een sprong tussen schijven is een stimulans om lagere capaciteit aan te houden. Maar eenmaal genomen (als al genomen) zal er niet veel bijkomende stimulans zijn om bewust met capaciteit om te gaan. Voor huishoudelijke aansluitingen **lijkt de voorgestelde verdeling van de schijven ons inziens op dit moment te grof om veel stimuli te creëren voor o.a. energiebesparing en -opslag** (zie ook verder).



Een mogelijkheid om dit tegen te gaan is door de voorgestelde schijven fijner te maken en/of het tarief ook uit te drukken in EUR/kVA in plaats van EUR/jaar. Wij vragen of het meer kan onderbouwd worden waar die keuze van de categorieën zoals voorgesteld door de DNB's op gestoeld is.

FEBEG vreest ook dat de nieuwe tarieven als **complex en verwarrend** (weinig transparant) zullen gepercipieerd worden door de afnemer. Niet alleen omdat hij geen idee heeft van zijn benodigde capaciteit, maar ook het feit dat de ODV's en taksen wel nog steeds op basis van kWh worden afgerekend, naast de vaste capaciteitscomponent. De factuur zal er dus in haar totaliteit complexer op worden doordat er een bijkomende kostendrager is, namelijk kVA. Ook de verschillende benadering van een consument en een prosumant voor wat betreft het luik ODV's zal het bijvoorbeeld complexer maken (en moet omstandig gemotiveerd worden).

Gecombineerd met voor sommigen aanzienlijke tarief- en factuurschokken zou dit het **draagvlak voor energiebeleid** bovendien (verder) kunnen aantasten. Dit kan in het bijzonder nefast zijn het draagvlak voor steunmaatregelen voor decentrale productie.

FEBEG vraagt om in het bijzonder te waken op de eenvoud van het tarief en de mate waarin op een begrijpelijke manier over het tarief gecommuniceerd kan worden.

Ook het draagvlak voor de **afschaffing van het dag-nacht** tarief is volgens ons klein bij de consument: de tweevoudige meters werden "verkocht" onder het mom van besparingen als de consument zijn verbruik verplaatst. Dus afnemers hebben op basis hiervan hun investeringsbeslissing gemaakt maar worden geconfronteerd dat ondanks verplaatsing van hun verbruik ze het dagtarief zullen moeten betalen. Ook voor de leverancier heeft dit gevolgen (zie laatste hoofdstuk). Het voorstel tot afschaffing van het dag-nacht tarief, en meer bepaald de analyse over de impact op de avondpieken van deze afschaffing, lijkt ons daarenboven onvoldoende onderbouwd.

Aanvullend hebben wij de bezorgdheid dat de klant **correct en transparant moet geïnformeerd** worden over zijn aansluitcapaciteit en wat een doorsnee gezin normaalgezien nodig heeft aan capaciteit. Op dit moment zijn de meeste aansluitingen overgedimensioneerd en weten de afnemers meestal niet wat voor hen de ideale capaciteit zou zijn. Het is dus uiterst belangrijk een goed sensibiliserings- en communicatietraject op te zetten zodat de klanten afdoende geïnformeerd worden over de juiste capaciteit die ze nodig hebben.

Wij zijn in dit verband van oordeel dat de klant éénmalig de kans moet krijgen om zijn **aansluitcapaciteit gratis of tegen een redelijke prijs te laten aanpassen**. Daarna kan dit tegen een kostenreflectief tarief. Op vandaag kan dit vermogen enkel ter plaatse worden aangepast resulterend in een operationele kost voor de DNB. In dit kader pleiten wij opnieuw voor een uitrol van slimme meters waardoor de aanpassing van de aansluitingscapaciteit sneller (en op afstand) kan gebeuren resulterend in minder kosten. Klanten zullen hun capaciteit immers laten op en afregelen in functie van de benodigdheden (o.a. het marktaanbod)

De beperking tot het aanpassen van de capaciteit zou kunnen leiden tot praktische problemen indien er meerdere activiteiten gebeuren op een bepaald toegangspunt die een impact zouden kunnen hebben op de capaciteit, bv. bij verhuis, bij investeringen die de klant doet, als de gezinssamenstelling wijzigt,... . Indien er een slimme meters geïnstalleerd is, is het ons niet duidelijk waarom de beperking tot aanpassing van de capaciteit (zoals voorzien in het voorstel) nodig is.

Ook voor de **huurders** stelt er zich een probleem. Ofwel heeft de huurder zelf niet de mogelijkheid om de capaciteit te laten aanpassen (de beslissing ligt bij de eigenaar) ofwel wordt de verhuurder/volgende huurder geconfronteerd met de keuze die de vorige huurder gemaakt heeft waaruit ofwel een zeer beperkte capaciteit of hoge kosten uit voortvloeien.

Wij verwijzen ook naar de impact op de aanrekening aan **appartementengebouwen** waarbij de lift redelijk veel capaciteit onttrekt en de afnemers dus in het hogere schijf vallen voor deze bijkomende aansluiting. Voor appartementsgebouwen met een aparte aansluiting voor de gemeenschappelijke delen (al dan niet met lift), maar met een beperkt aantal appartementen zal dit een hoge bijkomende kost betekenen per appartement.

In het bijzonder aan **kwetsbare groepen en de klanten in energiearmoede** dient bijkomende aandacht besteed te worden. De impact van tariefschokken problematiek van huurders, de nood aan eenvoud en transparantie, de behoefte aan goede begeleiding bij de juiste keuzes rond energie, ed. zijn voor hen cruciaal.

We stellen ook vast dat het nettatarief **vraagbeheer en flexibiliteit** zal ontraden. Afnemers worden gevraagd hun aansluitingsvermogen fysiek zo laag mogelijk te zetten, wat dan ook afnamepieken die het net of het systeem zouden helpen ontmoedigt. Dit zal enerzijds flexibele klanten vandaag reeds ontmoedigen, en dan ook de business case voor een slimme meter verzwakken, en is dus ook niet toekomstgericht.

Specifiek rond opslag, erkent FEBEG dat de invoering van het capaciteitstarief **opslag** (batterijen) kan stimuleren doordat met behulp van een batterij de aansluiting van de afnemer kan verlaagd worden. Maar de incentive kan nog veel groter zijn indien ook rekening wordt gehouden met de netondersteunende diensten die batterijen kunnen leveren. Batterijen kunnen immers een efficiënte uitbating van het net ondersteunen door bijvoorbeeld pieken op te vangen. Hoe meer batterijen hoe minder ongewenste piekbelasting. Absolute voorwaarde is uiteraard dat het trekken van deze slimme pieken en/of injecteren op het net bij tekorten niet afgestraft mag worden. Het capaciteitstarief mag algemeen geen enkele belemmering vormen om **innovatieve en slimme diensten** aan te bieden.

Daarnaast is het de vraag of **energie-efficiëntie maatregelen** nog voldoende aantrekkelijk zullen zijn. Algemeen zijn wijzigende situaties sowieso steeds nadelig voor het vertrouwen van de burger. Wanneer wijzigingen in tarieven of taksen op komst zijn, kan dit tot uitstelgedrag of afstel leiden omdat men onzeker wordt of een bepaald rendement/terugverdientijd zal gerealiseerd kunnen worden. Consumenten die op vandaag reeds inzetten om hun verbruik zo laag mogelijk te houden, zullen hun inspanning minder beloond zien worden onder een nettatarief op basis van capaciteit aangezien de link tussen een minderverbruik en kleine capaciteitsbehoefte er zeker niet steeds is.

Prosumenten

Voor prosumenten dringt FEBEG er op aan dat het systeem van de terugdraaiende teller in zijn geheel zo snel mogelijk gradueel verlaten wordt. Door de compensatie van injectie & afname op vandaag is het netto volume van de afname meestal ongeveer nul. De duurdere afname door een prosument in de winterperiode wordt gecompenseerd door de goedkopere overproductie in de zomerperiode. Op deze manier wordt het net als batterij gebruikt. De terugdraaiende tellers vormen tevens een belemmering voor de introductie van nieuwe producten en diensten. Denken we hierbij bijv. maar aan batterijen of het slim kunnen aansturen van apparatuur.

Wij pleiten er dan ook voor om af te stappen van het systeem van de terugdraaiende teller en (onder andere voor deze groep) zo snel mogelijk slimme meters in te voeren. Hierbij is een duidelijke visie nodig die consistent is in het kader van de ondersteuning van decentrale productie. Eventueel is een onderscheid te maken tussen oude en nieuwe installaties, met overgangsmaatregelen. Hierbij aansluitend moet nu reeds nagedacht worden hoe er zal worden omgegaan met de injectie en afname van de prosument op zijn toegangspunt voor wat betreft de nettatarieven.

Omdat het systeem van de terugdraaiende tellers energietransitie bemoeilijkt en de slimme meters uitblijven kan gedacht worden aan het installeren bi-directionele meters (zoals op dit ogenblik geregeld in het Brusselse Gewest). Op die manier kan het bruto verbruik van de prosument accuraat

bepaald worden en en kunnen beide energiestromen dus op een correcte manier gevaloriseerd worden. Hierbij moet er wel over gewaakt worden dat het huidige systeem van de facturatie van bidirectionele meters (geen compensatie van nettarieven maar wel van commodity) zoals van toepassing in Vlaanderen niet hernomen wordt. Het huidige systeem betekent een manuele facturatie van deze klanten voor de leveranciers wat niet kostenefficiënt is en bij een grotere groep van klanten onmogelijk wordt voor de leverancier.

In afwachting van de afschaffing van terugdraaiende tellers blijven we uiteraard voorstander van een **billijke verdeling van de kosten**. We vragen ons af of het consultatievoorstel hier aan tegemoet komt. Bijvoorbeeld:

- Zo zullen klanten met een groot verbruik (met weinig pieken) mogelijk een kleine pv-installatie betalen om zo te ontsnappen aan een steeds groter wordende bijdrage voor de ODV en toeslagen op basis van hun verbruik, daar zij enkel zullen betalen op basis van hun capaciteit.
- Bijkomend zal het onderscheid tussen laagspannings-afnemers en prosumenten voor het aanrekenen van het ODV-luik omstandig moeten gemotiveerd worden teneinde de discriminatietoets te doorstaan.

Doordat er gekozen wordt om enkel de nettarieven die gerelateerd zijn aan de netkosten op vermogensbasis aan te rekenen, is er nog steeds geen incentive voor prosumenten (met een nul- of klein verbruik) om hun **installatie aan te melden**.

Vraag hierbij is ook of men dit gaat controleren en of hierbij mogelijks rectificaties zullen plaatsvinden. Dit heeft uiteraard een negatieve impact op de leverancier.

FEBEG herhaalt dan ook haar vroeger reeds ingenomen standpunt dat kan overwogen worden om de meldingsplicht voor nieuwe kleinschalige installaties die momenteel bij de klant ligt te verleggen naar de keuringsinstantie. De keuring voor de aansluiting van nieuwe PV installaties < 10kW is immers verplicht. Er zou een automatische melding vanuit de keuringsinstantie naar de netbeheerder kunnen vertrekken.

MS, TRLS, HS, TRHS

Algemeen

Gemeenschappelijk voor de klantengroepen op midden- en hoogspanning is dat de DNB's voor de net gerelateerde kosten een basistarief voorstellen, enerzijds voor:

- Aansluitingsvermogen (eur/kVA)
- Onderschreven vermogen (eur/kW)

Voor de bepaling van de basistarieven voor beide componenten gaat de VREG uit van een 50-50 verdeling van de totale kost tussen beide. Het onderschreven vermogen wordt bepaald door de hoogste gemeten kwartuurpiek over de laatste 12 maanden.

Eerst en vooral pleit FEBEG voor de **afschaffing van een injectietarief**, of dit nu op basis van capaciteit of op basis van energie is. Dit wordt verder besproken in het hoofdstuk productie-installaties.

Voor afname - en in geval er toch een injectietarief is, geldt dit ook voor injectie - stelt FEBEG zich vragen bij het voorstel van de VREG/DNB's. Ons inziens werd onvoldoende doorgedacht wat de impact zal zijn op de productie-installaties, autoconsumptie en zelfs afnemers.

FEBEG stelt zich tevens vragen bij de zin van het piektarief, zoals deze nu wordt ingevuld. Als de hoogste piek 12 maanden lang meegenomen moet worden in de netfactuur, ongeacht enige link met de impact van deze piek op het net, herleidt dit het capaciteitstarief tot een heel **vlak tarief**.

Indien een verbruiker immers afgerekend wordt op zijn hoogste piek over het hele jaar, heeft deze **afnemer geen incentive** om gedurende de rest van het jaar, wanneer hij een vermogen afneemt onder deze hoogste piek, **actief zijn verbruik te beheren**. Hij zal dus misschien meer dan strikt nodig het net gebruiken. Het lijkt daarom alvast meer aangewezen te werken met een maandelijks piek. Een afnemer waarvan de hoogste piek (bijvoorbeeld in de zomer) niet samenvalt met de hoogste piek van het volledige net, zal zo ook proberen zijn verbruik af te vlakken in andere perioden, wat een positieve impact kan hebben op de synchrone pieken op het net. Een gelijkaardige argumentatie kan gemaakt worden in het kader van de 50-50 verdeling tussen beide tariefcomponenten. Dit voorstel lijkt arbitrair gekozen, terwijl deze keuze een impact kan hebben op het beheer van het verbruiksprofiel door de afnemer. Een grondige onderbouwing bij het bepalen van de drivers van het basistarief is daarom onontbeerlijk als men een sturend effect van het tarief verwacht. Of is het enige doel een zelfde maar stabielere inkomst te verwerven?

Wij zien daarnaast ook geen coherentie met **de nood aan ontwikkeling van flexibiliteit** op het distributienet. Het voorstel zorgt ervoor dat elke afname- en productiepiek er een te veel en te hoog is. Hierdoor wordt bijvoorbeeld piekafname, die de balancingmarkt zou helpen of congestie zou vermijden, ontmoedigd. Niet alleen worden dus positieve pieken ontmoedigd, maar ook pieken die geen enkele vorm van congestie veroorzaken worden afgestraft.

FEBEG stelt voor om na te denken over een **andere aanpak**, namelijk om te werken met **gecontracteerd aansluitingsvermogen** in plaats van het fysiek aansluitingsvermogen. Eerst en vooral is het voor ons trouwens niet duidelijk naar welk aansluitingsvermogen de VREG refereert. FEBEG verkiest om zoals Elia doet te werken met gecontracteerd aansluitingsvermogen, dat kan verschillen van het fysiek aansluitingsvermogen. Enkel een piek die het gecontracteerd aansluitingsvermogen overschrijdt zou moeten aangerekend worden. Pieken binnen het gecontracteerd aansluitingsvermogen moeten te allen tijde mogelijk zijn. Dit is volgens ons een veel heldere manier van aanrekenen. Alle capaciteit die via het aansluitingstarief betaald wordt, moet toch minstens kunnen benuttigd worden. Deze manier van werken geeft trouwens ook de netbeheerder voldoende zekerheid dat de eenheden binnen hun gecontracteerd aansluitingsvermogen zullen blijven. Wij vragen VREG om deze optie ook te beschouwen en door te rekenen.

Om tot een nog beter gebruik van het net te leiden, wat zich dan ook hopelijk vertaalt in lagere of niet-stijgende nettarieven, vragen we om ook een **congestiebeheerssysteem** toe te passen. Want uiteindelijk is congestie dé uitdaging van het net. Op zich is er immers niets verkeerd aan vb. een avondpiek van een grote afnemer die geen congestie veroorzaakt.

In geval van congestie zal de DNB deze congestie op een intelligente manier oplossen: dit kan door in de gecongestioneerde zone bijkomende productie af te roepen of productie te reduceren of door vraagrespons van de afnemer in kwestie en/of andere afnemers in de gecongestioneerde zone in te roepen. Hiertoe kan een biedladder (of de Elia bidladder die uitgebreid wordt voor eenheden op DSO-niveau) worden opgesteld waarin vrije biedingen van afname en eventueel verplichte biedingen (vb. op halfjaarlijkse basis) van productie opgenomen zijn. Indien nodig kan de netbeheerder zelf een modulatie opleggen aan een producent. Belangrijk is dat de actie steeds gecounterd wordt door een tegenactie ergens anders in het land. Indien vb. productie (meer bepaald injectie) wordt gereduceerd omwille van congestie zal ergens anders meer productie (injectie) moeten plaatsvinden zodat er geen onevenwicht tussen vraag en aanbod wordt gecreëerd. Om de tegenactie te selecteren kan beroep gedaan worden om de Elia bidladder. De bidladder zal steeds voldoende mogelijkheden (liquiditeit) bieden, aangezien dit ook noodzakelijk is voor de balancing. De evenwichtsverantwoordelijke (BRP) krijgt door deze tegenactie een correctie van zijn perimeter en zal dus geen concreet gevolg hebben van de actie. De partij die de tegenactie uitvoert (vb. meer elektriciteitsproductie) zal wel vergoed moeten worden door de DNB. Maar anderzijds zal de producent die in de gecongestioneerde zone

werd gevraagd te verminderen toch de inkomst van de elektriciteitsproductie zien – omdat zijn BRP gecorrigeerd werd en deze dus de producent zal vergoeden alsof er productie heeft plaatsgevonden. Meer zelfs, deze producent zal uitgespaarde kosten hebben (eventueel brandstof, onderhoud,...). Los van het certificaat, zal de producent dus de DNB de uitgespaarde kosten moeten terugbetalen. Dit systeem, omzeilt de eventuele problematiek van mogelijke marktmacht door gebrek aan voldoende aanbieders van flexibiliteit (liquiditeit) op de plaats waar de congestie zich voordoet en zorgt voor een optimaal gebruik van netten aan een laagste globale kost. De netto kost (if any) die dit systeem creëert voor de DNB is de noodzakelijke incentive voor de DNB om te evalueren of er een structureel probleem is in deze zone en om over te gaan tot investeringen.

Dit systeem kan commerciële partijen er bovendien toe aanzetten om voor de DNB andere flexibiliteitsopties in te schakelen, zoals opslageenheden.

We bespreken hieronder de impact van het voorgestelde capaciteitstarief op productie-installaties met injectie als hoofdactiviteit en op autoproducenten. Voor piek-gemeten afnemers bestaat er momenteel reeds een component op basis van capaciteit. Hierdoor is de impact van de tariefwijziging minder ingrijpend. De link tussen afnemers en flexibiliteit werd hierboven reeds aangehaald.

Productie-installaties met injectie als hoofdactiviteit

Deze productie-installaties hebben als hoofdactiviteit elektriciteitsproductie en de injectie ervan in het net, in tegenstelling tot autoproducenten (zie verder).

Een injectietarief

Voor FEBEG is de discussie over hoe het injectietarief er concreet uit ziet slechts een ondergeschikte discussie. FEBEG pleit namelijk voor de **afschaffing van het injectietarief** in zijn geheel. Volgens FEBEG heeft een injectietarief immers geen bestaansreden. De argumentatie hiervoor wordt uitgebreid behandeld in een slidepakket in bijlage en wordt hieronder kort toegelicht.

Ten eerste zijn, zoals de VREG ook aangeeft, de **werkelijke kosten** voor de netbeheerder van injectie onbekend. In praktijk zien we dat het injectietarief in grote mate bijdraagt aan de niet-gekapitaliseerde pensioenen – terwijl injectie hier moeilijk aan de basis kan liggen van deze kost. Productie gebruikt weliswaar netcapaciteit – die voor vele delen van het net grotendeels en historisch bepaald wordt door de afname van het net eerder dan de injectie – maar de baten, namelijk de **netondersteunende diensten** die productie levert (spanningskwaliteit, compensatie netverliezen, frequentie-ondersteuning, minder aanlevering via het bovenliggende net,...) moeten daar tegenover gesteld worden.

Bovendien moet gekozen worden voor een bepaald prijsmodel en is het mixen van modellen niet transparant. Als de afnemers bijdragen voor het gebruik van het net, dan kunnen moeilijk diezelfde kosten nog eens aan de producent worden aangerekend. Dit is een **dubbele aanrekening voor een zelfde dienst**.

Daarnaast is een injectietarief **kostenverhogend** voor de producenten en zo een bron voor **discriminatie** ten opzichte van injectie op andere spanningsniveaus, binnen een site of op netten in het buitenland waar geen of een lager injectietarief (zoals Duitsland, Nederland en Frankrijk) geldt. Dit zal het investeringsklimaat voor productie in Vlaanderen op distributieniveau benadelen.

Ook betalen producenten reeds via de **aansluitkosten** voor de eventuele nood aan netversterking die nodig is voor het project. Via de component “vermogenterm” draagt een project zelfs bij voor netversterking in het algemeen (zie ook verder). Deze niet-periodieke tarieven interfereren met de filosofie achter de periodieke tarieven en moeten dan ook tezamen bekeken worden.

FEBEG is van oordeel dat zolang er niet kan aangetoond worden dat er een nood is en een voordeel is om een injectietarief te hanteren, dit **geen onderdeel van het nettatarief** mag zijn. In het kader van een herziening van de tariefstructuur vinden wij het noodzakelijk dat dit debat hierover ook plaatsvindt, alvorens men gaat kijken naar injectietarieven dan wel op basis van energie of capaciteit.

Een injectietarief o.b.v. capaciteit

Indien een injectietarief behouden blijft en dit wordt omgevormd op basis van capaciteit, zoals het voorligt in het consultatiedocument, ziet FEBEG een aantal bijkomende negatieve evoluties t.o.v. de huidige tariefstructuur.

Naast hogervermelde sterke bedenkingen rond een piektarief, hebben we ook enkele bedenkingen bij het **aansluitingstarief** voor productie-eenheden. Eerst en vooral moet er gewaakt worden op de interferentie met de **aansluitingskosten** die producenten reeds betalen wanneer zij een aansluiting vragen. Hierin zit onder meer een component “vermogensrecht” wat een vast tarief (€/kW) aangesloten vermogen inhoudt en een soort van bijdrage is van de aanvrager van een nieuwe netaansluiting voor hogeropwaartse netinvesteringen. Ongeacht de werkelijke noden aan netinvesteringen betaalt de aanvrager hier dus een reeds aanzienlijk bedrag¹. Productie-installaties dragen dus al bij tot de capaciteitsnoden van het net (nieuwe investeringen, onderhoud,...). Dit is overlappend met de idee van nettarieven o.b.v. capaciteit te zetten. Dit toont aan dat er niet altijd strikte scheiding te maken is tussen periodieke en niet-periodieke tarieven en dat het principe van kostenreflectiviteit in het gedrang kan komen indien deze niet naast elkaar gelegd worden. Werd hiermee rekening gehouden bij de kostcalculatie tussen verschillende klantengroepen? Is er voldoende zicht over het geheel van tarieven en welke groepen reeds wat betalen? Het aansluitingstarief mag geen dubbele aanrekening vormen. Ook al handelt de consultatie van de VREG uitsluitend over de periodieke (maandelijkse) nettarieven dit moet meegenomen worden in het debat.

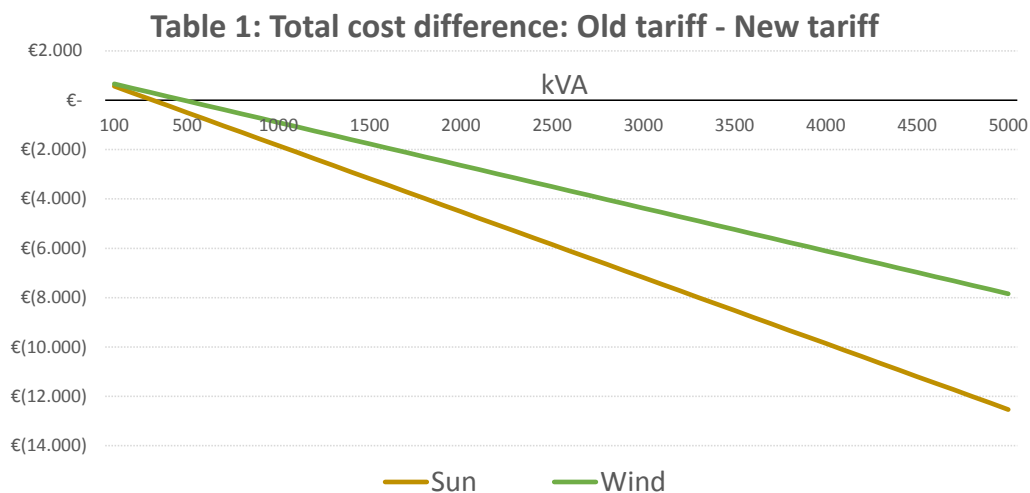
Daarenboven zal een aansluiting wellicht meer en meer onder **flexibele toegang** worden toegekend. Het tarief voor het aansluitingsvermogen voor een installatie onder flexibele toegang kan toch niet hetzelfde zijn als een installatie met vaste toegang? Indien wel, moet dit zeker meegenomen worden in de aansluitingskost.

In zijn totaliteit stellen we vast dat het voorgestelde capaciteitstarief tot **grote verschuivingen van kosten tussen technologieën en projecten** leidt. Onderstaande grafiek toont het verschil tussen te betalen netkosten onder het nieuw en oude nettatarief voor PV en wind. Dit verschil wordt groter bij toenemend vermogen, zowel voor PV als wind. Enkel bij kleine capaciteiten (<300–500 kVA) zien we een besparing t.o.v. het oud tarief. Dit komt omdat de kost voor de AMR meter (835 €/jaar) in het nieuwe tarief meegenomen zit in het basistarief en dus niet voor elk project 1 op 1 wordt doorgerekend. Kleine projecten, waarvoor deze meterkost een belangrijke kostencomponent was in het oude tarief, doen hier dus een voordeel aan. In praktijk kan dit dus voor relatief kleine PV installaties een voordeel zijn, maar voor alle andere projecten zien we een hogere kost onder de voorgestelde tarieven.

Volgens ons is het niet kostenreflectief om de meterkost te spreiden over alle projecten. Wij vragen de VREG om na te gaan hoe de tarieven zouden evolueren indien een aparte vaste kost behouden blijft voor de meterkost en wat de impact is op onderstaande simulatie.

¹ Er is weliswaar een bepaalde vrijstelling voor de aansluitingskost van HE wanneer het meest aangewezen aansluitingspunt afwijkt van het dichtstbijzijnde aansluitingspunt, maar voor windenergie is deze vrijstelling beperkt en quasi steeds overschreden (o.a. door het “vermogensrecht”).

De grafiek toont ook aan dat het verschil in kosten tussen het oud en nieuw tarief sneller nadelig is voor PV dan voor wind. Dit komt omdat PV minder vollasturen kent (in de simulatie 825h vs 2050h Equivalente Vollasturen voor PV en wind respectievelijk) en is een logisch gevolg van een overstap naar een capaciteitstarief.



Het is duidelijk dat het voorstel van tarieven zoals nu voorligt **steunverhogend** zal zijn. Bovendien valt niet alles met steun op te lossen. Sommige steuninstallaties ontvangen vandaag reeds geen steun meer en zullen elke kostenstijging onmiddellijk voelen in de rentabiliteit. Vb. voor windenergie zou dit kunnen leiden tot het niet langer draaiende houden van afgeschreven installaties.

RES productie-installaties die onder een steunsysteem vallen zullen ook negatieve gevolgen kennen. RES installaties onder het oude steunsysteem (tot 2012) kennen geen actualisatie van het steunniveau en zullen dit puur als een bijkomende vaste kost moeten dragen, waar geen enkele slimme maatregel tegenover kan gezet worden (zelfs een batterij zal wellicht niet toelaten om elke piek te vermijden en momenteel ook nog te duur). Dit zal dan ook het gebruik van de steunverlengingsregeling noodzakelijker maken.

Bij bestaande RES installaties onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) wordt het injectietarief wel meegenomen bij de actualisatie van de OT, maar het capaciteitstarief voor afname van een productie-installatie (zie verder) niet of de vermeden kosten door zelfafname ook niet, waardoor er dus een impact is op de rentabiliteit van de bestaande installaties.

Nieuwe RES installaties onder het nieuwe steunsysteem (vanaf 2013) kennen weliswaar een OT-berekening waarin deze kosten kunnen worden opgenomen van bij het begin, maar hierdoor zal het steunniveau moeten stijgen, wat een maatschappelijke kost wordt en de uitbouw van hernieuwbare energie in het gedrang kan brengen. Bovendien kan het zijn dat de maximale bandingfactor bereikt wordt, waardoor niet meer aan de werkelijke steunbehoeften wordt tegemoet gekomen.

Afname door productie-installaties

De meeste windparken hebben **2 EAN's** (1 voor afname en 1 voor injectie), maar hebben slechts 1 aansluiting waarvan de capaciteit bepaald werd op basis van het geïnstalleerd productievermogen. De capaciteit voor afname is dus theoretisch gelijk aan de capaciteit voor injectie, terwijl in praktijk de afname van windmolens meestal zeer beperkt is (vb. bij de opstart van de turbine of voor

verlichting in de mast). Bij het capaciteitstarief (voor ter beschikking gesteld vermogen) zoals nu voorgesteld (zonder plafond) zou voor de afname dus een zeer grote, onterechte kost betekenen.

Een minimale jaarafname alvorens een capaciteitstarief voor afname te innen zou ingesteld kunnen worden. Ook het behoud van de maximumprijs/plafond (zie consultatienota pg 32) zou helpen. Dit plafond, dat weliswaar verschilt per DNB, is uitgedrukt in euro's en volgt uit een berekening van de werkelijke afname (plafond (€) = plafondtarief (€/kWh) X afname (kWh)). Het also bekomen plafond topt dus de eigenlijke afnamekost af. In se betekent deze regel dat er een grens wordt gelegd op de eenheidsprijs per afgenomen kWh. Voor productie-eenheden zou het inderdaad onlogisch zijn dat er zeer dure €/kWh wordt betaald.

Autoproducenten/autoconsumenten

Deze netgebruikers zijn zowel afnemer als (soms) injecteerder en kennen in principe zoveel mogelijk lokaal verbruik van de geproduceerde elektriciteit. Zij zijn dus gekenmerkt door een gemiddeld lagere afname dan een pure afnemer en ook een lagere injectie dan producenten. Ze onderscheiden zich van de prosumant omdat zij een aansluitingsvermogen > 10 kVA en dan ook geen terugdraaiende teller hebben: injectie en afname worden apart gemeten.

We zien dat er relatief weinig aandacht wordt besteed in het consultatiedocument aan deze groep. We zien vb. geen simulatie van autoproductie. Nochtans is de impact voor deze groep zeer groot.

Productie-installaties zoals WKK's en PV, maar ook windturbines op een bedrijfssite, creëren een belangrijk aandeel **lokaal verbruik** voor de afnemer van de opgewekte elektriciteit. Lokaal verbruik zorgt voor vermeden kosten (commodity, netkosten, toeslagen) bij de gebruiker doordat deze minder elektriciteit van het net afneemt. Deze vermeden kosten bepalen in belangrijke mate de terugverdientijd/investeringsprijs voor deze technologieën. In geval van een volledig capaciteitstarief voor zowel deel afname als productie, verliest hij een aanzienlijk deel van de vermeden kosten. Voor nieuwe installaties zal dit leiden tot een verhoging van de steun (voor technologieën waarbij het aandeel lokaal verbruik in rekening wordt genomen in de OT). Voor bestaande installaties leidt dit tot een retroactieve impact, waarbij niet voor alle installaties een gedeeltelijke compensatie van de steunhoogte zal plaatsvinden (zie uitleg injectietarief).

Piektarief op injectie en afname moedigt aan om piekverbruik en piekproductie op elkaar af te stemmen, maar slechts voor 50 % want er is sowieso de vaste aansluitingskost. Bovendien zullen bijna nooit alle pieken vermeden kunnen worden. De hoogste piek van de laatste twaalf maanden is dan opnieuw nogal afstraffend.

Doordat aansluitingskosten voor zowel injectie als afname betaald moeten worden, geeft dit een hoge vaste kost die helemaal niet stuurbaar is. Zeker wanneer afname en injectie via dezelfde fysieke kabel gaan, is dit voor FEBEG een zware onterechte kost.

De nieuwe tariefstructuur verslecht niet alleen de situatie van autoconsumptie t.o.v. de huidige tarieven, het zorgt er in feite voor dat er slechts een beperkt voordeel is van autoconsumptie t.o.v. gescheiden (stand alone) afname en opwekking. Dit is zeer nefast voor bestaande projecten van autoconsumptie. Ook nieuwe projecten worden duidelijk ontmoedigd. Nochtans lijkt dit niet de piste die het energiesysteem en zo ook het beleid lijkt uit te gaan. In het bijzonder voor WKK is dit ontmoedigend voor energie-efficiëntie.

Productie laten samenvallen met verbruik is een positieve zaak voor het net en zou gevaloriseerd moeten kunnen worden, ook in de netkost. Men kan ook nadenken over een adequate remuneratie van diensten geleverd aan het net of een differentiatie van de nettarieven op basis van geleverde diensten.

De OT-berekening zal hier eventueel ook aan aangepast moeten worden (maar dit is opnieuw alleen maar een hulp voor nieuwe projecten en de vraag is of dit de gewenste richting is voor het steunsysteem).

De VREG stelt dat de plaatsing van batterijen kan leiden tot een daling van de netkosten omdat het benodigd vermogen daardoor zal dalen. In het algemeen dient hierbij opgemerkt te worden dat de business case van een batterij niet alleen betrekking heeft op de netkosten. Ook is het niet zeker dat deze algemene stelling in alle gevallen zou opgaan. Daarnaast kadert het plaatsen van batterijen in een bredere context omtrent opslag, flexibiliteit en verhoging autoconsumptie. Een drijfveer voor het plaatsen van batterijen kan dus niet verengd worden tot het verlagen van netkosten.

Geen negatieve impact voor de leverancier

De VREG voorziet een inwerkingtreding van deze tariefstructuur ten vroegste in 2019. Wij vinden het positief dat de VREG zich niet vastpint op 2018. Want indien we live zouden moeten gaan tegen 2018 moesten de details al gekend zijn tegen juni 2016. Bovendien is MIG 6 zoals het nu omschreven is al een hele uitdaging en is het niet mogelijk om de complexiteit nu al te verhogen met iets dat een zeer grote impact zal hebben op de marktwerking.

Bijkomend is het een vereiste dat de **datakwaliteit** bij de distributienetbeheerder voldoende hoog is alvorens de facturatie te baseren op kVA's. Er moet vermeden worden dat de invoering van het capaciteitstarief gepaard gaat met een regen van klachten en rectificaties die hun oorzaak zouden vinden in een ontoereikende datakwaliteit.

Wij pleiten ervoor dat het **dag/nachttarief bij klassieke meters behouden blijft**. Wij vragen dat bij tweevoudige meters de meetgegevens samen met de verbruiken voor zowel dag en nacht en de sturing van deze signalen door de DNB behouden blijven. Enerzijds moet de klant nog steeds in de mogelijkheid zijn om de gegevens op zijn meter te kunnen controleren met de gegevens die op de factuur vermeld staan. Anderzijds moet de leverancier nog steeds de mogelijkheid gegeven worden om dag- en nachttarief aan te bieden indien deze dit wenst te doen.

Bijkomend dient elk elke **extra financieel risico voor de leveranciers vermeden te worden**. Er moet alleszins over gewaakt worden dat deze overstap aanleiding geeft tot een regenval van klachten en vragen van klanten die op vandaag al niet wegwijs geraken over hun energiefactuur (cfr supra begrip kVA niet gekend). Wij wijzen bv. naar de tariefschok voor de klanten met een laag verbruik wat mogelijk zal leiden tot meer wanbetaling. Wij dringen erop aan dat aandacht wordt gegeven aan een evenwichtige spreiding van risico's en kosten over alle betrokken partijen.