



Vlaams
Parlement

ingediend op **463** (2019-2020) – Nr. 1
21 september 2020 (2019-2020)

Verslag van de hoorzitting

namens de Commissie voor Leefmilieu,
Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie
uitgebracht door Robrecht Bothuyne

over de resultaten van de publieke consultatie
van de Vlaamse Regulator
van de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)
over het ontwerp van tariefmethodologie
voor de reguleringsperiode 2021-2024

Samenstelling van de Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie:

Voorzitter: Carina Van Cauter.

Vaste leden:

Piet De Bruyn, Inez De Coninck, Andries Gryffroy, Freya Perdaens, Wilfried Vandaele;

Bart Claes, Leo Pieters, Sam Van Rooy;

Tinne Rombouts, Koen Van den Heuvel;

Gwenny De Vroe, Carina Van Cauter;

Johan Danen, Mieke Schauvliege;

Bruno Tobback.

Plaatsvervangers:

Annick De Ridder, Marius Meremans, Joris Nachtergaele, Axel Ronse, Nadia Sminate;

Carmen Ryheul, Stefaan Sintobin, Wim Verheyden;

Robrecht Bothuyne, Lode Ceyssens;

Willem-Frederik Schiltz, Bart Tommelein;

Chris Steenwegen, Tine Van den Brande;

Hannes Anaf.

Toegevoegde leden:

Jos D'Haese.

INHOUD

I.	Toelichting door de VREG.....	4
1.	Inleidende beschouwingen	4
2.	Enkele realisaties eerste halfjaar 2020.....	5
3.	De tariefstructuur en tariefmethodologie	5
4.	De tariefmethodologie 2021-2024	6
5.	De hervorming van de tariefstructuur	8
5.1.	Reikwijdte van de hervorming	8
5.2.	Waarom een nieuwe tarievenstructuur?	9
5.3.	Het VREG-voorstel van nieuwe tariefstructuur	10
5.4.	Simulaties voor eindgebruikers.....	11
6.	Besluit	12
II.	Vragen en opmerkingen van de leden.....	12
1.	Tussenkoms van Johan Danen	12
2.	Tussenkoms van Bruno Tobback	13
3.	Tussenkoms van Willem-Frederik Schiltz	14
4.	Tussenkoms van Robrecht Bothuyne	16
5.	Tussenkoms van Andries Gryffroy	17
6.	Tussenkoms van Tinne Rombouts	19
III.	Antwoorden	19
IV.	Aanvullende vragen en antwoorden	24
V.	Timing van de beslissing inzake de tariefmethodologie	26
	Gebruikte afkortingen.....	28
	Bijlagen: zie de dossierpagina van dit document op www.vlaamsparlement.be	

De Commissie voor Leefmilieu, Natuur, Ruimtelijke Ordening en Energie hield op 14 juli 2020 een hoorzitting met de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt over de resultaten van de publieke consultatie van de Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt over het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024.

Deze hoorzitting ligt in het verlengde van een eerdere hoorzitting op 8 januari 2020 over de voorstellen voor een nieuwe tariefstructuur periodieke distributienettarieven elektriciteit voor klanten met een kleinverbruiksmeterinrichting (*Parl.St.* VI.Parl. 2019-20, nr. 192/1).

Op deze hoorzitting volgde op 22 juli 2020 een tweede hoorzitting met de VREG en Fluvius die mede gelet op het vertrouwelijk karakter van de besproken gegevens achter gesloten deuren plaatsvond.

De bij de toelichting gebruikte presentatie en het verslag over de consultatie met betrekking tot het ontwerp van tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2021-2024 (nog niet gepubliceerd op het ogenblik van de hoorzitting) zijn te vinden op de [dossierpagina](#) van dit document op www.vlaamsparlement.be.

I. Toelichting door de VREG

1. Inleidende beschouwingen

Ronnie Belmans, voorzitter van de raad van bestuur van de VREG, herinnert aan zijn belofte om geregeld met de commissie van gedachten te wisselen over de energietransitie en de Green Deal waarin die ontwikkeling past. Vandaag is er een voorstelling van het tariefgebeuren, dat twee aspecten heeft. Er is het aspect van wat de netgebruiker moet betalen en op welke redenering de voorgestelde spreiding van die betaling over de netgebruikers is gebaseerd. Het tweede aspect is wat de opbrengst moet zijn: wat is een redelijk inkomen voor de netbeheerder? De regulator moet dat evenwicht proberen te vinden. Wat is een redelijke vergoeding en kunnen daarmee alle noodzakelijke investeringen gefinancierd worden? De andere kant van het verhaal is welke methodiek er moet gebruikt worden om die redelijke vergoeding bij elkaar te harken. Is die methodiek sociaal correct, verantwoord voor de industrie, en vooral: representatief voor het netgebruik?

De VREG doet dat voor één netbeheerder: Fluvius. Maar onder die netbeheerder zit een brede waaier van distributienetbeheerders. Die distributienetbeheerders zijn nog altijd een element als aparte entiteiten, maar de gesprekken gebeuren met één partner, Fluvius. De VREG-voorzitter vindt het belangrijk te benadrukken de Vlaamse regulator voor elektriciteit en gas te zijn. De gereguleerde doet evenwel ook andere zaken, zoals riolering, watervoorziening, maar ook warmtenetten, wat dan weer dichterbij elektriciteit en gas. Op een firma zoals Atrias, waarvan Fluvius een belangrijke stakeholder is, heeft de VREG als regulator slechts een beperkte greep. Zijn taak is niet altijd eenvoudig. Zeer recentelijk heeft Fluvius bijvoorbeeld nog een andere grote opdracht op zich genomen: 'fiber to the home', in samenwerking met Telenet.

Ronnie Belmans wijst erop dat in deze bizarre tijden de VREG altijd zijn taken is blijven vervullen. Gebruikers konden de V-test blijven raadplegen. Alle vragen die er geweest zijn van politici en andere overheidsinstanties werden beantwoord. De VREG-voorzitter feliciteert daarvoor ten zeerste zijn medewerkers, en hij bedankt de raad van bestuur voor de geleverde arbeid. Bijna tien raden van bestuur in minder dan twee maanden tijd werden besteed aan het dossier van de tarieven, waarvan de behandeling een niet-delegeerbare opdracht voor de raad van bestuur

is. De voorzitter is er trots op dat het dossier bijna is afgewerkt, maar vooraleer het af te sluiten, wil het hij het toch nog aftoetsen in het Vlaams Parlement.

2. Enkele realisaties eerste halfjaar 2020

Pieterjan Renier, algemeen directeur van de VREG, wil eerst enkele realisaties toelichten van de VREG in de eerste helft van 2020. Het zijn realisaties die door de VREG zijn uitgevoerd boven op het reguliere werk.

Op 17 maart 2020 publiceerde de VREG een advies over energiegemeenschappen. Van 3 december 2019 tot 24 januari 2020 heeft de VREG een consultatie gehouden over de omzetting van een aantal Europese richtlijnen inzake energiegemeenschappen. Daarop kwamen 22 reacties, die verwerkt werden in een consultatieverslag. Dat verslag diende als basis voor een advies aan de Vlaamse regelgever, waarin ook duidelijk werd gemaakt waar er beleidsruimte was om die richtlijnen om te zetten.

Op 16 april 2020 publiceerde de VREG een advies over de kosten-batenanalyse van de digitale meters. Het was een actualisering van de vroegere kosten-batenanalyse op vraag van minister Zuhal Demir. Daarvoor bestudeerde de VREG ook een versnelde uitrol van 80 procent tegen 2024, en daaruit blijkt dat de baten voor de maatschappij ruim hoger zijn dan de kosten. Bij een gemiddelde waarde van voor de installatiekost van die meter is de globale baat 888 miljoen euro en dat is positiever dan de initieel geplande uitrol over 15 jaar. De VREG adviseert dan ook de Vlaamse overheid om het Energiebesluit in die zin aan te passen.

Op 15 mei 2020 kende de VREG voor het eerst garanties van oorsprong toe voor groen gas. Producenten van groen gas kunnen met garanties van oorsprong aantonen dat 1 megawattuur groen gas in het net werd geïnjecteerd. Garanties van oorsprong kunnen in het VREG-platform verhandeld worden, waarna ze eenmalig kunnen worden gebruikt om gas dat op een andere locatie dan die van de productie-installatie wordt verbruikt als gas uit hernieuwbare bronnen te claimen. De eerste installatie in Vlaanderen waaraan garanties van oorsprong voor groen gas werden toegekend, is de vergistingsinstallatie van de Intercommunale Ontwikkelingsmaatschappij voor de Kempen die in Beerse/Merksplas biomethaan produceert.

Warmtenetten hebben een groot potentieel voor de hogere energie-efficiëntie en het aantal warmtenetten kent een opmerkelijke groei in Vlaanderen. Die evolutie maakte een duidelijk regelgevend kader noodzakelijk, dat op 1 april 2019 van kracht werd. Dat kader gaf de VREG enkele extra taken. In een eerste warmtenetrapport gaf de VREG op 16 juni 2020 een overzicht van die taken en van de activiteiten die in het afgelopen jaar daaruit volgden. Het rapport geeft inzicht in de 56 gemelde warmtenetten, hun ligging, tot welke erkenningscategorie ze behoren, en wie ze beheert. Er is ook een algemeen overzicht opgesteld van de geleverde energie per categorie en van de eerste sociale statistieken voor warmtenetten. Het warmtenetrapport is toegelicht op een webinar op 15 juni 2020 met meer dan honderd deelnemers uit de sector. Gezien de talrijke vragen was dat zonder meer een succes en voor herhaling vatbaar.

In mei 2020 wisselde een recordaantal gezinnen en bedrijven van energieleverancier, en ook de V-test kende recordhoogtes. 3,73 procent van de gezinnen en bedrijven veranderde van elektriciteitsleverancier en 4,66 procent van aardgasleverancier. Dat zijn beide recordcijfers.

3. De tariefstructuur en tariefmethodologie

Ronnie Belmans schetst vervolgens de ruimere context van de tariefstructuur en de tariefmethodologie. De tariefhervorming steunt op vier pijlers die anders zullen zijn dan tot nog toe. De bedoeling is het net zo efficiënt mogelijk te gebruiken. Dat

betekent te streven naar zo weinig mogelijk pieken. Het net kan een bepaalde capaciteit aan en als die wordt overschreden, is er een probleem. Als er meer gespreid wordt afgenomen en daarmee pieken worden vermeden, dan kan daaraan een lager tarief worden gekoppeld.

Een tweede element is zelfconsumptie. Dat is actueel geworden in een andere context, namelijk de korte keten. Die term verwijst gewoonlijk naar landbouwproducten maar in principe gaat het over hetzelfde. Men wekt elektriciteit op en men verbruikt die op een manier die zo nabijgelegen mogelijk is. Die 'zelf' van zelfconsumptie is een heel flexibel begrip. Zonnepanelen op het eigen dak met gebruik van de elektriciteit in het huis, is een manier. Maar zelfconsumptie kan ook in een energiegemeenschap ('local energy community') zodra de wetgeving daartoe is uitgewerkt en in voege getreden is.

Er dienen zich dynamische energieprijzen aan. EnergyVille, waar Ronnie Belmans werkt, heeft onderzocht hoe de prijzen zullen evolueren bij hoge productie van hernieuwbare energie en laag verbruik. In 2030 zal dat veel meer het geval zijn. Extreem dynamische en zelfs negatieve prijzen zouden zich kunnen voordoen. Hoe kan men daarop inspelen bij de tarieven?

Ten slotte is Ronnie Belmans van mening dat zogenaamd overtollige elektriciteit – de zelf opgewekte stroom die men niet zelf kan verbruiken – moet kunnen vermarkt worden.

De vier nieuwe elementen waarop de digitale meter en de tariefstructuur moeten inspelen, zijn volgens Ronnie Belmans dus: hoge pieken in het verbruik ontmoedigen, aanmoedigen van zelfconsumptie, inspelen op dynamische energieprijzen, en de mogelijkheid om overtollige elektriciteit te vermarkten.

Pieterjan Renier geeft volgende timing voor de nieuwe tariefmethodologie en tariefstructuur. De huidige reguleringsperiode loopt af eind 2020. De nieuwe tariefmethodologie moet in werking treden begin 2021. Begin 2022 wordt een nieuwe tariefstructuur ingevoerd. In het voorbije jaar en in de afgelopen maanden is al heel wat voorbereidend werk geleverd. Er zijn drie openbare consultaties geweest: twee in 2019 over de nieuwe tariefstructuur (één voor de grote bedrijven en één voor de gezinnen en kleine bedrijven) en één in 2020, van 4 mei tot 18 juni, over de tariefmethodologie. Binnenkort zal de VREG de tariefmethodologie finaal vaststellen zodat de tarieven voor 2021 tijdig kunnen worden goedgekeurd. Ook de implementatie van de nieuwe tariefstructuur in de ICT-systemen kan dan van start gaan. Belanghebbenden hebben immers aangegeven dat zij ongeveer anderhalf jaar tijd nodig hebben om die nieuwe tariefstructuur te implementeren.

4. De tariefmethodologie 2021-2024

De tariefmethodologie betreft de periode 2021-2024, preciseert Pieterjan Renier. Die methodologie bepaalt hoe de distributienetbeheerders worden vergoed via het toegelaten inkomen uit de distributienettarieven. Hierbij wordt een onderscheid gemaakt tussen de zogenaamde exogene en endogene kosten. Exogene kosten zijn kosten waar de distributienetbeheerder geen invloed op heeft, zoals bepaalde kosten voor ODV's. Die exogene kosten worden integraal doorgerekend aan de netgebruiker. De endogene kosten kan de distributienetbeheerder wel beïnvloeden, zoals investeringskosten en operationele zaken. Met deze kosten wordt rekening gehouden bij de bepaling van het inkomstenplafond, dat ook de potentiële winstmarge bevat waarmee de distributienetbeheerder kan gestimuleerd worden om kostenefficiënt te werken.

De tariefmethodologie omvat daarnaast ook de regels, rapporteringen en berekeningen die de distributienetbeheerders moeten volgen om te komen tot jaarlijkse

tarieven. In concreto: het toegelaten inkomen voor elektriciteit in 2020 bedraagt ruim 2 miljard euro, waarvan iets minder dan de helft endogene kosten zijn. Het toegelaten inkomen voor aardgas in 2020 bedraagt ongeveer een half miljard euro en daarvoor zijn er bijna geen exogene kosten. Van die endogene kosten is ongeveer een derde gerelateerd aan de operationele kosten, een derde aan de afschrijvingen en een laatste derde aan de kapitaalkostenvergoeding.

Uit de tariefmethodologie 2021-2024 belicht Pieterjan Renier een aantal elementen. Vooreerst: hoe wordt het toegelaten inkomen endogene kosten 2021-2024 bepaald? Er wordt rekening gehouden met de trend van redelijke kosten in de periode 2015-2019. Dat is een soort extrapolatie van die periode voor de kosten vanaf 2021. Het toegelaten inkomen wordt verlaagd in de periode 2021-2024, onder andere met besparingen die mogelijk zijn zoals deze ten gevolge van de fusie van Eandis met Infrax.

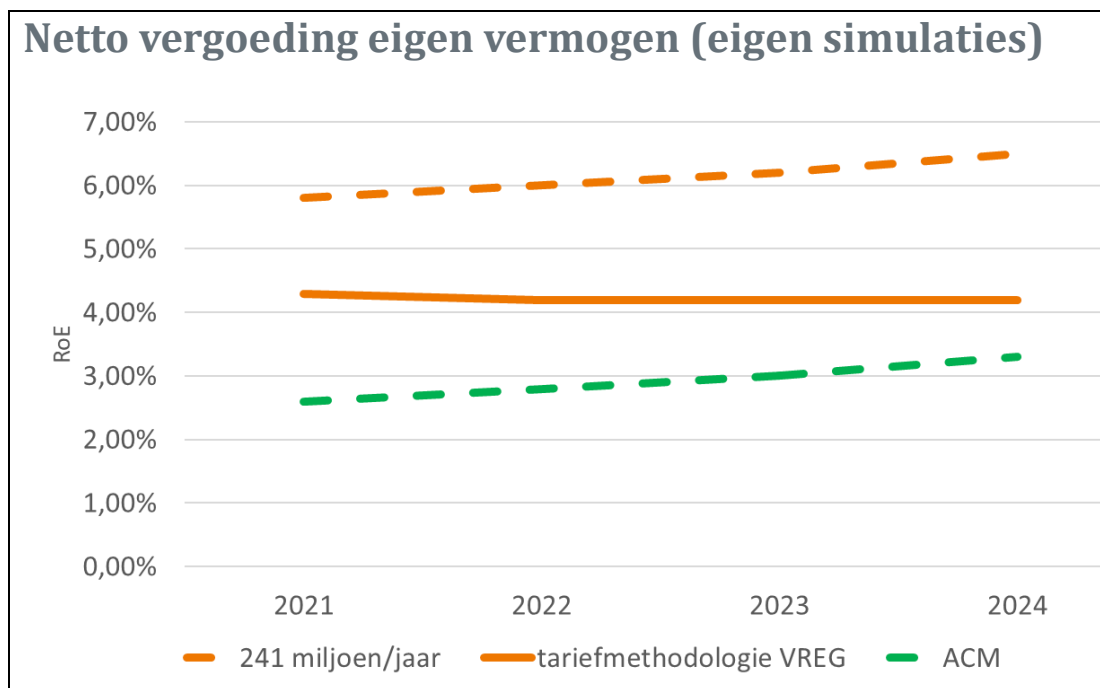
Een belangrijke component in het toegelaten inkomen is de kapitaalkostenvergoeding voor bijvoorbeeld de investeringen van de netbeheerder. Dat wordt de WACC genoemd, de 'weighted average cost of capital'. De VREG heeft een studie laten uitvoeren door Europe Economics om de marktconforme kapitaalkostenvergoeding te bepalen voor de periode 2021-2024. Het resultaat van die studie heeft geleid tot een WACC van 3,5 procent. Pieterjan Renier noemt het uitermate belangrijk dat de kapitaalkostenvergoeding marktconform is. Zo worden investeerders immers correct vergoed in verhouding tot het risico van hun investering. Als de WACC te hoog is, kan dat leiden tot overinvesteringen, wat resulteert in hogere tarieven.

De VREG neemt zich voorts voor om de kapitaalkostenvergoeding voor de herwaarderingsmeerwaarden geleidelijk af te bouwen in de komende reguleringsperiode. Herwaarderingsmeerwaarden op activa hebben immers geen kapitaalkost. Er komt daaraan geen inbreng van kapitaal door de aandeelhouders te pas, en dus is het volgens de VREG niet aangewezen hiervoor in een kapitaalkostenvergoeding te voorzien. De VREG wenst wel een lineaire afbouw van de financieringskost in de komende periode. De herwaarderingsmeerwaarden zelf, die te maken hebben met de afschrijvingen, blijven wel degelijk zoals in het verleden behouden en leveren zoals voorheen een bijdrage in het toegelaten inkomen.

Daarnaast houdt de nieuwe tariefmethodologie rekening met principes die de distributienetbeheerders financieel kunnen stimuleren om de kwaliteit van de dienstverlening te verbeteren. In de nieuwe tariefmethodologie komt er ook een voorschotregeling die kan gebruikt worden om de distributienetbeheerders voldoende financiële ruimte te geven bij nieuwe uitgaven, meer specifiek de versnelde uitrol van de digitale meter. Ten slotte is ook de nieuwe tariefstructuur in de tariefmethodologie verwerkt.

Pieterjan Renier gaat even dieper in op de WACC. De distributienetbeheerder wordt als elke onderneming geconfronteerd met een kapitaalkost. Dat is de vergoeding die hij verschuldigd is aan de partijen die in het bedrijf investeren. Dat zijn onder andere aandeelhouders die rekenen op een dividend, de commerciële banken die boven op de kapitaalaflossing van een lening de betaling van intrest eisen, en de obligatiehouders die rekenen op periodieke betaling van hun coupons. De VREG moet met die kapitaalkost rekening houden bij de vaststelling van het toegelaten inkomen. Er moet met andere woorden een kapitaalkostenvergoeding of WACC worden vastgesteld. Voor het vaststellen van de WACC hanteert de VREG het 'capital asset pricing model', dat standaard wereldwijd wordt gebruikt door regulatoren om de kost van het eigen vermogen in te schatten. De studies die de VREG hierover heeft laten doen, resulteren in een WACC van 3,5 procent voor de periode 2021-2024.

Uitgaande van die WACC van 3,5 procent kan ook een inschatting worden gemaakt van wat een aandeelhouder van een distributienetbeheerder mag verwachten als opbrengst van het kapitaal dat hij ter beschikking stelt. Volgens voorgestelde tariefmethodologie voor de periode 2021-2024 kan de aandeelhouder een netto vergoeding van ruim 4 procent verwachten. Pieterjan Renier toont volgende grafiek.



De volle lijn toont de nettovergoeding van 4 procent. De bovenste stippellijn toont welke nettovergoeding er zou zijn met een dividend van 241 miljoen euro per jaar. Dat is iets meer dan 6 procent. De onderste stippellijn is een simulatie van wat momenteel in Nederland op tafel ligt als nettovergoeding voor de netbeheerders voor de volgende regulatoire periode; dat is om en bij de 3 procent. Er wordt vergeleken met Nederland omdat de tariefmethodologie van de VREG het dichtst aanleunt bij deze van de Nederlandse regulator ACM. De WACC die ACM nu op tafel heeft gelegd, bedraagt tussen de 2,6 en 2,8 procent, ten opzichte van 3,5 procent berekend door de VREG voor de komende periode.

5. De hervorming van de tariefstructuur

5.1. Reikwijdte van de hervorming

Belangrijk is eveneens hoe het toegelaten inkomen wordt doorgerekend aan de eindgebruiker. In de volgende reguleringsperiode wil de VREG een hervorming van de tariefstructuur doorvoeren. De voorgestelde hervorming gaat over de tariefstructuur voor de periodieke distributienettarieven elektriciteit. Periodieke tarieven zijn de tarieven die jaarlijks worden vastgelegd. Er bestaan ook niet-periodieke tarieven. Die zijn van toepassing bij een eenmalige aanrekening zoals op het moment van aansluiting op het distributienet of bij vervanging van een meter.

De VREG maakt een onderscheid tussen de tariefstructuur voor grote bedrijven en die voor gezinnen en kleine bedrijven. Grote bedrijven worden vandaag al getariefd op basis van capaciteit, meer bepaald op basis van een voorbije jaarpiek. Zo hebben ze al een zekere voeling met capaciteitsgebruik. De nettarieven voor gezinnen en kleine bedrijven worden vandaag volledig aangerekend op basis van hun afname in kWh. Het is de bedoeling de nieuwe tariefstructuur in te voeren op 1 januari 2022. De VREG streeft ernaar met die hervorming ook een sterke

gelijkschakeling tussen de verschillende tariefstructuren te creëren voor zover mogelijk en wenselijk.

5.2. Waarom een nieuwe tarievenstructuur?

Pieterjan Renier verklaart vervolgens waarom de VREG een nieuwe tarievenstructuur wenst in te voeren. Een eerste belangrijke reden om een deel van die distributiekosten met een capaciteitstarief aan te rekenen is omdat de VREG meent dat op die manier de kostenreflectiviteit van de tariefstructuur en van de tarieven zal verhogen. Een groot deel van die netkosten zijn gerelateerd aan investeringen in het distributienet en worden gedreven door de wijze waarop de distributienetbeheerder deze netten dimensioneert. De aanrekening van de netkosten aan de hand van een capaciteitstarief reflecteert beter de netkosten dan de huidige op kWh-gebaseerde aanrekening. De aanleg van het netwerk is initieel gedreven door veronderstellingen over het capaciteitsgebruik van de netgebruikers eerder dan over hun afname. Ook toekomstige uitbreidingen van het net zullen gedreven worden door toenames van het capaciteitsgebruik of door meer gelijktijdig capaciteitsgebruik. Een capaciteitstarief zal er dus toe bijdragen dat de netkosten gealloceerd worden aan die netgebruikers die deze effectief veroorzaakt hebben.

Hierbij vindt de VREG dat het belangrijk is dat elke distributienetgebruiker een bijdrage levert in de netkosten. Er wordt immers bij het dimensioneren van het net voor elke netgebruiker in een bepaalde netcapaciteit voorzien en dus een bepaalde kost gemaakt onafhankelijk of de netgebruiker er effectief gebruik van maakt. De huidige op kWh-verbruik gebaseerde bijdrage is hiervoor minder geschikt. Klanten met een heel klein verbruik of consumenten met een hoge zelfconsumptie dragen volgens de huidige tariefstructuur onvoldoende evenwichtig bij.

Een tweede belangrijke reden waarom de VREG een deel van de distributiekosten aan de hand van een capaciteitstarief wil aanrekenen, is omdat netgebruikers op die manier ertoe kunnen aangezet worden om het net efficiënt en rationeel te gebruiken. Dat is belangrijk in het licht van de energietransitie. Er wordt immers verwacht dat in de komende jaren het net meer en anders zal worden gebruikt. Door de evolutie naar een CO₂-arm systeem verwacht de VREG een verdere groei van decentrale productie op basis van hernieuwbare energiebronnen en een toename van de elektrificatie van vervoer en verwarming. Zonder maatregelen zal de maximale belasting van het net sterk toenemen en zal de huidige netcapaciteit en de dikte van de kabels mogelijks niet meer volstaan. Door die evolutie kunnen op termijn dus belangrijke nieuwe netinvesteringen nodig zijn en daardoor zouden de nettarieven heel wat hoger kunnen worden. Dat wil de VREG zeker vermijden.

De VREG wil hierbij eindgebruikers die boven op de gebruikelijke huishoudelijke toestellen andere elektrische toestellen met een relatief hoog vermogen gebruiken, zoals een elektrisch voertuig of een warmtepomp, stimuleren om hun verbruik meer te spreiden en zo hun pieken af te vlakken. Een klant met een hoog piekvermogen moet een grotere bijdrage in de netkosten betalen dan een klant met een beperkter piekvermogen.

Fluvius heeft de VREG vorig jaar een ruwe inschatting bezorgd van de extra benodigde netinvesteringen die het gevolg zouden zijn van de energietransitie tot 2030 als er geen maatregelen zouden worden genomen zoals de invoering van een capaciteitstarief. Daarbij zijn twee cases gesimuleerd. Bij case 1 werd verondersteld dat 50 procent van de elektrische voertuigen thuis zou worden opgeladen en de andere 50 procent publiek of op het werk. In case 2 werd uitgegaan van 75 procent opladingen thuis en 25 procent publiek of op het werk. Voor beide cases worden de extra investeringen geraamd op ongeveer 1 miljard euro voor de komende tien jaar.

Overigens neemt de VREG ook in andere landen een tendens waar tot invoering van een capaciteitscomponent of tot een verhoging van bestaande capaciteitscomponenten in de tariefstructuur. Landen zoals Italië en Spanje voerden al een hervorming door. Eén land heeft zelfs een volledige capaciteitsgebaseerde tariefstructuur: Nederland.

5.3. Het VREG-voorstel van nieuwe tariefstructuur

Pieterjan Renier licht ten slotte het voorstel van de VREG voor de nieuwe tariefstructuur 2022-2024 toe. Daartoe legt hij eerst uit hoe de elektriciteitsfactuur is opgebouwd. Er zijn in die factuur drie belangrijke componenten: de energiekost, de nettarieven en de heffingen. Wat de zuivere elektriciteitskost betreft, verwacht de spreker dat de leveranciers door de komst van de digitale meters in de toekomst meer en meer dynamische energieprijzen zullen aanbieden. De tweede component, de nettarieven, rekent de transmissie- en distributiekosten door. In de distributiekosten is er een onderscheid tussen de netgebonden kosten en de niet-netgebonden kosten, de ODV's. De derde component van de elektriciteitsfactuur zijn de heffingen en voor de residentiële klanten de btw.

Het voorgestelde capaciteitstarief is van toepassing op een deel van de netkosten. Neem een gezin dat een elektriciteitsfactuur heeft van 1000 euro. Daarvan zal ongeveer 16 procent doorgerekend worden via een capaciteitstarief. De distributienettarieven bedragen in totaal ongeveer 43 procent en de netkosten ongeveer 20 procent, waarvan 80 procent via de capaciteitscomponent bepaald wordt. Voor een kmo zal het capaciteitstarief iets hoger zijn en zal ongeveer 22 procent bedragen.

Over dat voorstel zijn al twee consultaties gehouden, waarop heel veel nuttige en constructieve reacties zijn gekomen. Het draagvlak voor die capaciteitstarieven neemt stelselmatig toe. In het voorstel is al rekening gehouden met enkele opmerkingen uit die consultaties, en Pieterjan Renier legt uit waar dat is gebeurd. Zo acht de VREG een tariefdrager gebaseerd op het gewogen gemiddelde van de voorbije twaalf maanden beter geschikt voor gezinnen en kmo's dan een tariefdrager op basis van jaarpiek. In een vorige hoorzitting in de commissie, in januari 2020, meldde de spreker dat de VREG er toen aan dacht een jaarpiek te introduceren (*Parl.St.* VI.Parl. 2019-20, nr. 192/1). Daar zijn heel wat reacties op gekomen, zodat de VREG geopteerd heeft voor een maandpiek. Dit heeft het draagvlak sterk verhoogd voor het capaciteitstarief.

Daarnaast vindt de VREG het opportuun om in de tariefdrager gemiddelde maandpieken en een minimumvermogensbandbreedte van 2,5 kW op te nemen. Dat impliceert dat elk gezin en kmo met een digitale meter onafhankelijk van zijn effectief netgebruik een minimale jaarlijkse bijdrage zal betalen. Voorts voorziet de VREG ook in een maximumtarief voor de verschillende klantengroepen in euro per kWh voor het netgebruik tot 2024. De VREG wil daarmee grote sprongen in de netfactuur voor de verschillende netgebruikers vermijden.

Pieterjan Renier schetst de verwachte impact van de nieuwe tariefstructuur op kwetsbare gezinnen. Hij preciseert vooreerst dat de voorstellen van de VREG niet van toepassing zijn op de beschermde klanten (zowat 7 procent van de Vlaamse gezinnen). Zij zullen ook in de toekomst kunnen blijven genieten van het sociaal tarief (all-in kWh, vastgelegd door de CREG). Hoe het capaciteitstarief zal toegepast worden bij budgetmeterklanten, moet de VREG nog uitklaren, in de context van de komende herziening van het technisch reglement. De spreker beklemtoont daarbij dat de problematiek van energiearmoede een ruimer beleid vereist en niet enkel met de nettarieven kan worden opgelost.

De VREG stelt ook voor om het huidige onderscheid tussen dag- en nachttarief niet langer toe te passen vanaf 2022. Pieterjan Renier preciseert hierbij dat het VREG-

voorstel enkel betrekking heeft op de distributienettarieven en niet op de energiekost. Leveranciers kunnen nog steeds contracten blijven aanbieden met andere energieprijzen voor dag en nacht. Vanuit dezelfde optiek wil de VREG eveneens de voordelige behandeling van exclusief nachtgebruik afschaffen. Het voorstel is om de historische korting op het tarief ODV voor exclusieve nachtklanten geleidelijk te verminderen, gespreid over de hele reguleringsperiode. Voorts wil de VREG in de reguleringsperiode 2021-2024 geen nieuwe tijdsafhankelijke prikkel introduceren. Wel wordt aan Fluvius gevraagd hierover een studie af te werken tegen begin 2024, in het vooruitzicht van de volgende reguleringsperiode.

Wat is de visie van de VREG over de invoering van tijdsafhankelijke prijzen en tarieven? Ten eerste vindt de VREG dat een tijdsafhankelijke prikkel ('time of use'-prikkel, ToU) met het oog op de pieken in het hele Belgische elektriciteitssysteem en de bevoorradingszekerheid zal gegeven worden via de energiecomponent, veel eerder dan via de nettarieven. Leveranciers dienen vanaf 2021 producten met dynamische energieprijzen in hun portfolio op te nemen die deze rol kunnen spelen.

Wat betreft de nettarieven denkt de VREG dat de toevoeging van een ToU-prikkel op het deel van de netfactuur dat op basis van capaciteit zal worden aangerekend, de kosteneffectiviteit zou kunnen verhogen. Bijvoorbeeld zou dat kunnen met een uniforme ToU-prikkel voor heel Vlaanderen, gebaseerd op de algemene belasting van het distributienet. Voor lokale problemen verkiest de VREG de ontwikkeling van een markt voor ondersteunende diensten.

Toch stelt de VREG voor om een dergelijke ToU-prikkel niet onmiddellijk in te voeren, omdat het distributienet voorlopig nog vrij ruim is gedimensioneerd. De invoering van een tijdsgebonden prikkel is nog niet urgent. De VREG wil ook nog onderzoek doen naar de impact van het gedrag van klanten op het net, en verdere ontwikkelingen van een markt voor ondersteunende diensten en het aanbod van dynamische prijscontracten afwachten.

5.4. Simulaties voor eindgebruikers

Wat is de impact op de individuele eindgebruikers? De VREG heeft in de voorbije maanden heel wat simulaties gemaakt. Op een webinar over de nieuwe tariefmethodologie op 4 mei 2020 kregen de deelnemers daarover uitgebreid toelichting. De presentatie van die webinar is beschikbaar op de website van de VREG. Daarom beperkt de spreker zich tot twee voorbeelden.

Het uitgangsscenario is een versnelde uitrol van de digitale meters waarbij ook wordt rekening gehouden met een voorschot ten einde de investeringspiek te kunnen opvangen. Neem een standaardhuishouden: Yaël en Sofie wonen met hun twee kinderen in een eengezinswoning. Zij verbruiken vandaag 3500 kWh per jaar. Zij hebben een gemiddelde maandpiek van 3,15 kW. Vandaag betalen zij jaarlijks 381 euro aan distributienettarieven. Met een digitale meter betalen zij volgens de assumpties van de VREG in 2022 329 euro. Dat is 53 euro minder dan vandaag. Met een klassieke meter betalen zij 370 euro, of 11 euro minder dan vandaag.

Pieterjan Renier geeft vervolgens een voorbeeld van een kmo, met een gemiddelde maandpiek van 7 kW en een verbruik van 12.000 kWh per jaar. Deze kmo betaalde tot nu dezelfde kWh-tarieven als de huishoudens en betaalde daarvoor relatief veel in verhouding tot zijn belasting van het net. Door invoering van het capaciteitstarief zal deze klant minder betalen. Concreet: vandaag bedraagt het deel van de factuur voor het distributienet 1372 euro. Onder de nieuwe tariefstructuur wordt dat 978 euro – dat is 29 procent minder. Met een klassieke meter betaalt de kmo iets meer: 1038 euro.

6. Besluit

Ronnie Belmans stelt dat de VREG in deze coronatijd toch geprobeerd heeft zo goed mogelijk met de stakeholders contact te houden. Hij noemt het webinar een “heroïsche taak”, met meer dan tweehonderd deelnemers. Uit die contacten is duidelijk geworden dat het capaciteitstarief voor de individuele klanten aanvaard is. Het is nu de opdracht het evenwicht tussen de verschillende klantengroepen te bewaken. Als er bij het realiseren van inkomsten ter delging van de kosten van het distributienet klanten zijn die minder moeten betalen, zijn er ter compensatie andere klanten die meer betalen. Bij toekomstgerichte aanpassingen van de tariefstructuur moet daar rekening mee gehouden worden.

De VREG-voorzitter wil dat er ook rekening wordt gehouden met de gewenste energietransitie. Vandaar het voorbeeld in de toelichting van Pieterjan Renier van een klant die er vandaag eigenlijk nog quasi niet is: de klant met een elektrische wagen en een warmtepomp. Bij de uitwerking van de voorstellen van de VREG wordt er niet louter rekening gehouden met het huidige klantenbestand maar ook met het klantenbestand zoals het zou moeten worden. Dat noemt hij een heel moeilijke oefening. Maar die moet wel verricht worden.

De spreker kondigt daarbij aan dat er na vier jaar een evaluatie komt van deze grondige verandering. In dat verband is de VREG onder meer een onderzoek aan het doen voor een injectietarief. Het is de bedoeling ook dat element in het energiesysteem in te bouwen. Dat systeem zal meer gedistribueerd worden, zal meer lokaal zijn en zal lokale opslag van warmte en elektriciteit omvatten. Klanten gaan kunnen reageren op bepaalde prikkels. Daarbij mag het sociale niet uit het oog worden verloren. Bepaalde technologieën, zoals het exclusieve nachttarief, waren afgestemd op de nucleaire stroomvoorziening, maar nu wordt een andere richting ingeslagen en dus moet de tariefstructuur worden aangepast.

II. Vragen en opmerkingen van de leden

1. Tussenkoms van Johan Danen

Johan Danen gaat ervan uit dat door de consultatierondes in het VREG-voorstel heel wat is verbeterd. Toen voor het eerst over het capaciteitstarief werd gesproken, stond het halve land op zijn kop. Nu kan iedereen leven met ‘een’ capaciteitstarief. Over de concrete modaliteiten zal er nog wel discussie zijn. De spreker heeft een aantal vragen. Vooreerst over de tariefmethodologie.

Er is nu één netbeheerder. De verwachtingen bij de fusie Infrax-Eandis waren hooggespannen. Er werd gegoocheld met bedragen van besparingen van honderd miljoen euro en dergelijke. Hoeveel efficiëntiewinst brengt die fusie werkelijk op? De distributienetbeheerder doet ook andere zaken zoals inzake riolering en water, en hebben een aantal openbaredienstverplichtingen. In hoeverre zijn die bijkomende opdrachten verrekend in de tariefmethodologie? Komen daar extra vergoedingen voor, die in de elektriciteitsfactuur zullen verrekend worden? Hoe kijkt de VREG tegen de kritiek dat de distributienetbeheerder soms te ver gaat in het opnemen van die extra taken?

Over de marktconforme vergoeding voor kapitaal, de WACC, zijn er ook wel wat opmerkingen te maken. Groen is er als politieke partij voor gewonnen de energiefactuur zo zuiver mogelijk te houden. Dingen die niets te maken hebben met energie moeten daar niet aan gekoppeld worden. In het verleden waren een aantal vergoedingen misschien wel wat hoger dan ze marktconform mochten zijn. Dan denkt Johan Danen bijvoorbeeld aan de vergoeding die de gemeenten krijgen voor het ingebrachte kapitaal. Iedereen is het erover eens dat de gemeenten moeten

vergoed worden voor het kapitaal. Hoeveel minder zullen de gemeenten krijgen als gevolg van de nieuwe WACC? Daarbij heeft de spreker gehoord dat de VREG meent dat herwaarderingsmeerwaarden geen kapitaalkost vergen. Daar is wellicht niet iedereen het mee eens. Meer fundamenteel wil hij weten hoe de kwaliteitsvereisten worden nageleefd. Hoe kan voorkomen worden dat op minder inkomsten wordt gereageerd met minder dienstverlening?

Vervolgens heeft Johan Danen vragen over de tariefstructuur. Ook dat voorstel is heel wat beter dan bij de eerste stappen. Hoe worden mensen die volop inzetten op elektrificatie met warmtepompen, elektrische voertuigen enzovoort, gevat door de VREG-voorstellen? De spreker neemt aan dat niet iedereen er beter van wordt. Hij herinnert aan zijn herhaalde kritiek op de vaststelling dat mensen die opteren voor een warmtepomp niet bevoordeeld worden door de huidige tariefstructuur. Gaat dat nu anders en beter zijn? Bijvoorbeeld vergt in de winter de combinatie van een warmtepomp en een elektrisch voertuig dat moet opgeladen worden, een hoge capaciteit. Het zou niet eerlijk zijn als dat gezin bovenmatig veel zou moeten betalen.

Johan Danen begrijpt niet goed hoe een maandpiek kan worden vastgesteld bij mensen met een klassieke meter.

Ten slotte wil hij een overzicht van de fundamentele aanpassingen ten opzichte van het eerdere voorstel. Wat zijn de verdere stappen in de vernieuwing?

2. Tussenkomst van Bruno Tobback

Bruno Tobback heeft twee grote vragen, die allebei betrekking hebben op herverdeling. Zijn eerste herverdelingsvraag gaat over de kapitaalvergoeding voor de gemeenten, de aandeelhouders van het net. Hij veronderstelt dat het de ambitie van de VREG is om de elektriciteitsfactuur te verlagen en daarom een aantal kosten uit de factuur te halen. Die ambitie wordt evenwel beperkt tot dat ene element, de dividenden aan de gemeenten, en de VREG roert niet aan andere elementen. Dat is een beleidskeuze. De spreker wil daar meer uitleg over. Hij herhaalt dat het geen geheim is dat de elektriciteitsfactuur dient als een vorm van energiebelasting om het beleid mee te financieren. Er zijn twee soorten beleid die daarmee gefinancierd worden. Enerzijds zijn er de gemeentebesturen, die daar hun investeringen mee betalen. Maar ook de Vlaamse overheid stopt in de factuur een aantal openbare dienstverplichtingen zoals de ondersteuning voor groene stroom. Over beide kan gediscussieerd worden. De vraag is waarom men ervoor heeft gekozen om de elektriciteitsfactuur naar beneden te halen door alleen maar de gemeentebesturen minder inkomsten te gunnen. Men kan volgens de spreker met net zoveel recht zeggen dat een aantal Vlaamse componenten op een andere manier moeten gefinancierd worden. Er zijn meer argumenten om te zeggen dat de heffingen van de gemeenten dichterbij de strikte doelstellingen van het net. Waarom mag de Vlaamse overheid op die manier wel een extra energietaks heffen en de gemeenten niet?

Een tweede herverdelingsvraag situeert Bruno Tobback bij de verschillende klanten. De getoonde simulaties betreffen alleen gevallen waarbij de factuur vermindert. Maar er zullen ook gevallen zijn waarbij de klant meer zal betalen. De simulaties laten niet duidelijk zien hoe dat komt en hoe de verdeling tussen de verschillende groepen, gezinnen, kleine bedrijven, kleine en grote afnemers, gezinnen met weinig of veel eigen verbruik enzovoort zal gebeuren. Wat zullen de echte herverdelingseffecten van de hervorming zijn? Voor het beleid is het essentieel de 'winners' en 'losers' van het 'zero-sum game' te kunnen onderscheiden. Die herverdeling is het resultaat van keuzes en die keuzes moeten bekend zijn.

Bruno Tobback maakt zich voorts wat bezorgd over de uitspraak van Ronnie Belmans dat er gemikt wordt op de klant zoals de VREG die zou willen, en dat de nieuwe

tariefstructuur geschreven is op maat van die toekomstige gewenste klant. Gezinnen die de genoemde warmtepomp en elektrische wagen niet hebben of niet kunnen betalen, zullen meer moeten betalen. Dat is een omgekeerde herverdeling. Daar moet duidelijkheid over komen.

3. Tussenkomst van Willem-Frederik Schiltz

Ook *Willem-Frederik Schiltz* heeft vragen over de billijke vergoeding voor het kapitaal. Op basis van een studie van Europe Economics wil de VREG de WACC naar beneden bijstellen en daarbij ook druk van de distributiekosten in de factuur verminderen. Het idee van het capaciteitstarief is er gekomen om de robuustheid van het net, dat 'future proof' moet zijn, te garanderen en de netbeheerder daarvoor correct te vergoeden. Ook moeten de gebruikers meer betalen volgens effectief gebruik en minder forfaitair. De netbeheerders moeten blijven investeren. Het energiesysteem moet dynamischer en flexibeler worden. Een slim netbeheer moet mogelijk gemaakt worden en daaraan gekoppeld een slimme afrekening.

Voor het ophalen van kapitaal is voor de netbeheerders hun financiële positie, hun 'rating', van groot belang. Als de vergoeding voor het kapitaal wordt verminderd, wordt het op een bepaald moment moeilijk om nog kapitaal op te halen, tenzij men weer naar de steden en gemeenten kijkt om te investeren. Het net is gegroeid vanuit de gemeenten. Het is dan ook billijk dat zij vergoed worden voor het kapitaal dat zij erin hebben gebracht. Het is logisch dat de gemeenten rekenen op die dividenden en dat die zijn meegenomen in hun meerjarenplanning. *Willem-Frederik Schiltz* heeft er alle begrip voor dat die vergoeding marktconform moet zijn. Het is niet de taak van de steden en gemeenten om geld te beleggen. Het is hun kerntaak om zo sober mogelijk met de middelen om te springen.

Als de nieuwe regeling zou leiden tot een onderfinanciering van de steden en gemeenten, dan moet er een grondig gesprek komen over de manier waarop zij gefinancierd worden. Maar dat debat moet losgekoppeld worden van het debat over de elektriciteitsfactuur. Als er ooit een grote taxshift wordt doorgevoerd in België en Vlaanderen die de lasten op arbeid dramatisch laat dalen en die op verbruik en vervuiling laat stijgen – wat een gedragssturende nuloperatie zou zijn – dan zou het verbruik van vervuilende energie duurder worden. In elk geval is het uitgangspunt van *Willem-Frederik Schiltz* dat een marktconforme vergoeding van het kapitaal van de steden en gemeenten en andere aandeelhouders logisch is.

De spreker merkt wel op dat er discussie is over die marktconformiteit. *Fluvius* heeft al laten weten niet tevreden te zijn met de voorgestelde vergoeding. *Ronnie Belmans* meldt dat de raad van bestuur van de VREG vorige week *Fluvius* de kans heeft gegeven zijn standpunt toe te lichten. De reactie van *Fluvius* is er dus gekomen op vraag van de VREG. *Willem-Frederik Schiltz* is blij met die open houding van de VREG. Op de vraag wat een marktconforme vergoeding is, moet door technici, wetenschappers en economen geantwoord worden, maar voor het beleid zou het nuttig zijn als er een eensgezindheid, een convergentie of een objectieve scheidsrechter zou gevonden worden.

De tariefstructuur moet logischerwijze naar een capaciteitstarief evolueren. Dat is een logische manier om het gebruik van het net te vergoeden. *Willem-Frederik Schiltz* is heel tevreden met de evolutie naar die rollende maandpiek, die hij rechtvaardig noemt. Wie zijn best doet om zijn capaciteitsplafond aan te passen door zijn verbruik te spreiden, door slimme toestellen aan te kopen, door mee in te spelen op wat er gevraagd wordt, mag daarvoor beloond worden. Hij mag het effect van zijn bijsturing onmiddellijk voelen en hoeft geen jaar te wachten op zijn afrekening.

In de toelichting zijn een aantal typevoorbeelden getoond, met de waarschuwing dat er naast winnaars ook wel verliezers zullen zijn, en een van die voorbeelden is een huisgezin met een maandpiek van 3,15 kW. Hij wil weten waarom dat voorbeeld is gekozen. Een even informatieve vraag heeft hij over de verdeling van het capaciteitstarief, 80 procent netkosten en 20 procent op verbruik. Heeft hij het goed begrepen dat de bedoeling daarvan is om niet volledig elke verbruiksbeperkende impuls weg te halen? Anders zou een afnemer er wel eens naar kunnen streven om de capaciteit waarvoor hij betaalt zoveel mogelijk op te maken. Waarom is die verdeling net 80/20? Eerder was er nog een voorkeurscenario van 100 procent capaciteitstarief. Welk criterium heeft in de scenario's uiteindelijk geleid tot die verdeling?

Willem-Frederik Schiltz wil ook nog iets meer duidelijkheid over het overschrijdings-tarief. Het is een soort bestraffend tarief wanneer men buiten bundel gaat. De bedoeling is sterk af te raden om de capaciteit te overschrijden. Hoe zal dat worden geregeld?

Willem-Frederik Schiltz vraagt behoedzaam om te springen met eventuele bijwerkingen van de tariefhervorming. Zodra men afstapt van een tariefsysteem dat ongeveer voor iedereen uniform is met veel forfaits, en er een reëel verbruikstarief wordt ingevoerd, zal niet iedereen tevreden zijn. Bepaalde mensen gaan aan de positieve kant vallen en anderen aan de negatieve. Hij herinnert aan de moeilijke invoering van de energieheffing, die had ook zo'n soort asymmetrische impact. Dat kan leiden tot verzet dat een terugslageffect als gevolg heeft, dat de transitie naar een duurzaam en decentraal energiesysteem kan bemoeilijken, met mensen die naar de Raad van State stappen of naar het Grondwettelijk Hof. Daarom is het nodig een heel breed draagvlak op te bouwen, met onder meer kosten-batenanalyses die aantonen dat de maatschappij daarvan beter wordt.

De spreker geeft volgend concreet voorbeeld. Gezinnen die vandaag weinig verbruiken en die dus onder die maandpiek van 3,15 kW zitten of zelfs onder het minimum van 2,5 kW, zullen meer moeten betalen. Is er dan nog wel een prikkel om het verbruik te beperken? Huurders kunnen hoe dan ook al niet investeren om die piek te verlagen. Willem-Frederik Schiltz maakt zich zorgen over het risico van een mattheuseffect. De gewenste klant produceert zelf voor een groot stuk zijn stroom, en zet zijn spaargeld om in zonnepanelen, een warmtepomp en elektrische mobiliteit. Dat is een kapitaalsintensieve overgang. Ook deze tariefhervorming zal zijn effecten hebben en dan is het nuttig dat de overheid voor bepaalde categorieën van burgers extra incentives aanbiedt, zodat zij kunnen participeren in de transitie. De overgang naar een capaciteitstarief moet gebeuren, maar moet gevrijwaard worden van onrechtvaardige bijwerkingen.

Willem-Frederik Schiltz heeft voorts opmerkingen over de ToU-prikkel. Bij het capaciteitstarief met al zijn voordelen, hoort ook flexibiliteit. Richtlijn 2019/944 van de Europese Commissie heeft de bedoeling lidstaten zoveel mogelijk te laten afstappen van statische prijselementen en over te gaan tot meer dynamische prijselementen. Dat is niet alleen om de pieken te verlagen maar ook om bij congesties op het net de mensen aan te sporen minder te verbruiken. Dat is net wat de kosten voor de netbeheerder verlaagt. De spreker is een beetje bevreesd dat de invoering van een capaciteitstarief iets te statisch is. Daardoor mist men de opportuniteit om de kosten voor het netbeheer te verlagen (en dus ook de globale kost voor het net en de tarieven). ToU is niet zo eenvoudig momenteel, maar de digitale meters komen eraan en die bieden daar de mogelijkheden toe.

Ten slotte pleit Willem-Frederik Schiltz ook voor flexibele verkoopmogelijkheden aan de kant van de klant. De overtollige elektriciteit van zonnepanelen moet de klant kunnen verkopen op de markt. En mocht dat interessanter zijn, moet hij ervoor kunnen opteren die op te slaan op een batterij, bijvoorbeeld als het net

oververzadigd is en de prijzen fel zijn gezakt. De spreker is ervan overtuigd dat het introduceren van flexibele tarieven, te beginnen met een ToU-prikkel, het mogelijk zal maken dat aggregatoren rendabele businesscases gaan vinden. Op die manier kunnen meer mensen in een rendabel decentraal systeem stappen. Zo zal het niet alleen de overheid zijn die moet investeren of mensen helpen om te investeren, maar kunnen evengoed kleine huishoudens instappen in economische businesscases.

4. Tussenkomst van Robrecht Bothuyne

Robrecht Bothuyne noemt de WACC een van de centrale discussiepunten. Hij denkt dat Groen het als eerste heeft aangekaart dat tariefvoorstellen van de VREG op een faillissement van de lokale besturen zouden kunnen uitdraaien. Op die manier zou de factuur van de tariefhervorming naar de belastingbetaler doorgeschoven worden. De VREG moet de totale maatschappelijke impact van zijn optreden voor ogen houden. Dat neemt niet weg dat het de taak is van de VREG om een marktconforme vergoeding uit te werken. Het Nederlandse voorbeeld is het enige dat enigszins in de buurt komt van het VREG-voorstel. De CREG hanteert hogere cijfers ter vergoeding van het kapitaal. Ook andere distributienetbeheerders in het buitenland blijken hogere vergoedingen te krijgen. Bovendien is de vraag in welke mate de voorstellen rekening houden met de veranderingen in de markten als gevolg van de coronacrisis. Ten gronde verneemt de spreker dat er een potentieel negatieve impact is op de cashpositie van de netbeheerder en ook op de rating die de Moody's van deze wereld Fluvius zouden toekennen. Een ratingverlaging zou kunnen betekenen dat de kostprijs om het nodige kapitaal voor investeringen te bekomen, verhoogt. Die investeringen belopen in de komende jaren toch een aantal miljarden euro's. Dat noemt Robrecht Bothuyne mogelijke ongewenste neveneffecten waarover hij graag meer uitleg krijgt van de VREG.

De spreker stelt vast dat er ook discussie is over de synergievoordelen die de fusie Infrax-Eandis oplevert. De VREG rekent op 109 miljoen euro. Hoe komt men aan dat cijfer en hoe wordt daarmee rekening gehouden voor de komende periode?

Robrecht Bothuyne acht de kwaliteit van het netbeheer essentieel en vraagt hoe dat in het nieuwe systeem wordt gegarandeerd.

De korting op het kWh-tarief voor exclusief nachtafname wordt afgebouwd. Is er in kaart gebracht in welke mate die afschaffing kan leiden tot een hogere systeem-piek? Is er een simulatie gemaakt van de impact voor gezinnen die bijvoorbeeld op elektrische accumulatie verwarmen?

Er zijn winnaars en verliezers door de hervorming. Bijna 40 procent van de huishoudens zouden 10 procent meer betalen dan met het huidige tariefsysteem. Voor een kleine minderheid betekenen de nieuwe voorstellen zelfs een verdubbeling van tarief. Welke verbruiksprofielen zullen effectief meer moeten betalen? Welke zullen veel meer moeten betalen en kan daaraan nog iets worden gedaan?

Wat de ToU-prikkel betreft, vindt Robrecht Bothuyne het een gemiste kans dat nu al niet een aanzet kan worden gegeven om tijdafhankelijke tarieven in te voeren. De VREG zelf vindt deze noodzakelijk maar gaat ze toch voorlopig niet invoeren.

Op de vorige hoorzittingen was er nog sprake van zeven tariefmodellen en daarvan resteren er twee, met een mix tussen vermogen en kWh. Wat waren de afwegingen om die twee te behouden? Bevat het voorstel een voldoende aansporing voor rationeel energieverbruik? Wat is de impact van het VREG-voorstel op de terugverdientijd van PV-installaties? Tot slot vraagt de spreker naar de stand van zaken over Atrias.

5. Tussenkomst van Andries Gryffroy

Andries Gryffroy heeft een vraag over de garanties van oorsprong voor groen gas. Daarbij moet de aanzet gebeuren vanuit de bedrijven en is ook Fluxys betrokken. Loopt dat wel goed en hoe is de taakverdeling? De spreker heeft weet van problemen daaromtrent. Zo zou de calorie-uitbetaling niet kunnen omdat er een probleem is met certificatie.

In verband met de toekomstgerichtheid van de voorgestelde tariefstructuur merkt *Andries Gryffroy* op dat *Pieterjan Renier* wel de warmtepomp en de elektrische wagen vernoemt maar vergeet te spreken van de PV en de batterij. Hij hoopt maar dat de huishoudens die naar het ideaal van de VREG investeren in een warmtepomp en een elektrische wagen ook nog het geld zullen hebben voor zonnepanelen en een batterij. Dan wordt het capaciteitstarief iets helemaal anders. Hoe zal de elektriciteit verrekend worden die op het net wordt geïnjecteerd? Op welke piek zal een huishouden bijvoorbeeld worden getaxeerd: op de kW-piek of op de hogere piekcapaciteit van de zonnepanelen? Zal iemand daarvoor worden afgestraft? Anderzijds is *Andries Gryffroy* ook bezorgd om de vele mensen die al die nieuwigheden niet hebben, zoals flatbewoners, eenoudergezinnen enzovoort. Die gaan dan meer moeten betalen. De nieuwe tariefstructuur moet inderdaad 'future proof' zijn, maar dan met inbegrip van alle nieuwe technieken.

Wat ToU betreft, wijst *Andries Gryffroy* op zijn herhaalde vraag om zoals in Oostenrijk een Sperrzeiten-Tarif in te voeren. Hij vraagt nogmaals waarom dat hier niet kan. Hij noemt dat een perfect voorbeeld van een ToU-prikkel, die kan gebruikt worden om mensen die een warmtepomp hebben niet te benadelen.

Een andere vraag gaat over de 80/20-verdeling in de voorgestelde tariefstructuur. Waarop is die verdeling gebaseerd? De spreker vraagt eerst na te denken over de behandeling van de injectie van stroom in het tarief: of dat zal gebeuren op basis van kWh of op basis van kW. Als een huishouden straks meer moet betalen omdat er zonnepanelen op het dak liggen, is dat dan 'future proof'?

Andries Gryffroy vindt de manier waarop de simulaties worden voorgesteld niet goed. Het bedrag dat als resultaat van de tariefhervorming wordt gegeven, wordt niet vergeleken met het huidige bedrag en wordt niet verrekend in de totale energiekost waarvan het nettatarief maar een onderdeel is. Hoe zullen trouwens gemiddelde maandpieken vastgesteld worden bij mensen die nog niet beschikken over een digitale meter?

Wat de tariefmethodologie betreft, is *Andries Gryffroy* van mening dat de netbeheerder als stakeholder ontbreekt in het debat. Hij doet een oproep om een bijkomende hoorzitting te hebben met die andere stakeholder. Hij heeft het gevoel dat er tussen de VREG en de netbeheerder een clash in de maak is, met het risico dat er achteraf naar rechtbanken wordt gestapt. Uiteindelijk zal de consument daarvan het slachtoffer zijn. Hij heeft dat aanvoelen op basis van documenten die hij gekregen heeft van Fluvius. Documenten van de VREG heeft hij niet gekregen. Buiten wat er op de vertoonde presentatie staat, heeft hij geen achterliggende berekeningen gekregen van hoe prijzen en vergoedingen zullen worden uitgewerkt en hoeveel er zal bespaard worden bij bepaalde types van klanten. Het laatste voorstel van Fluvius, met de VREG besproken op 10 juli 2020, zou volgens sommigen zelfs nadelig, duurder, zijn ten opzichte van het nettatarief van 2020. De spreker kan dat niet beoordelen als hij de twee documenten niet naast elkaar kan leggen. Daarom zou de spreker graag een hoorzitting hebben met beiden om dit uit te klaren.

Het is bizar dat de 240 miljoen euro die de gemeenten nu krijgen, altijd wordt omschreven als een vast getal. In principe is het een $RAB \times WACC$. Die WACC houdt rekening met de 'regulatory asset base'. Dat betekent: op grond van de investeringen

die gebeurd zijn, en die door de regulator zijn aanvaard als gereguleerde activiteit. Dat bedrag schommelt met de wijzigingen aan de WACC. Bij Elia-Fluxys ligt de WACC wat hoger aangezien Elia een gigantisch investeringsprogramma heeft. Fluxys heeft dat ook gehad met zijn LNG-terminal. Dankzij de RAB kan het absoluut bedrag van de vergoeding aan de gemeenten worden behouden. Voor de gemeenten is vooral dat absoluut bedrag in euro belangrijk, meer dan het percentage. Van die berekening wil men nu afstappen. Maar men gaat een deel van de reserves van Fluvius gebruiken om het verschil voor de gemeenten op te vangen dat volgt uit de nieuwe berekening. Dan is de discussie over de vergoeding aan de gemeenten pas voor de volgende legislatuur.

Maar als Andries Gryffroy het document van Fluvius bekijkt, ziet hij dat men spreekt van "aflossingen leningen". Is er een allocatie voor die aflossingen van leningen? Is het enkel maar een aflossing van leningen voor gas en elektriciteit? De meerderheid heeft een kruissubsidiëring willen vermijden en gevraagd om allocaties te gebruiken – dat staat in het regeerakkoord, gebeurt dat? Met andere woorden, is die vrije cashflow ook puur gas en elektriciteit? Is die vrije cashflow dan te gebruiken voor de aflossing van leningen voor gas en elektriciteit? Voor de spreker is dat niet duidelijk in het document van Fluvius en evenmin in het document van de VREG. Dit moet tegen 31 juli 2020 worden beslist, heeft de spreker begrepen. Hij vindt het niet ernstig dat het parlement niet meer tijd krijgt om zich daarover te beraden en niet de tijd krijgt om te werken aan een consensus tussen de betrokken instanties.

Andries Gryffroy ziet in het voorstel van Fluvius een versnelde afschrijving van meerwaarden. Hij noemt dat de klassieke truc: de RAB verhogen en de WACC wat verlagen om op een mooi getal uit te komen. Maar na acht jaar valt men dan in een diepe put. Dat is geen structurele oplossing. De boodschap van de spreker aan Fluvius is dat het misschien beter is te discussiëren over een meer aannemelijke WACC, zoals bij Elia en Fluxys het geval is.

Andries Gryffroy herhaalt dat hij onvoldoende cijfers heeft gekregen van de VREG. Hij wil dat de regulator het debat aangaat met Fluvius. Een discussiepunt zal inderdaad zijn of de ODV's geheel of gedeeltelijk uit de tariefmethodologie worden gehaald. Maar dat zijn exogene kosten en zij vallen niet onder de verantwoordelijkheid van de Vlaamse regulator. De regulator heeft zich dan ook gefocust op de endogene kosten, op onder meer de vergoeding aan de gemeenten. Die vergoeding is volgens de spreker inderdaad een soort verborgen belasting. Dat betekent ook dat de gemeenten die inkomsten elders zullen moeten zoeken als ze worden afgeschaft. Toen Chinese investeerders een stuk van Eandis wilden kopen, belden een paar West-Vlaamse industriëlen Andries Gryffroy op met de boodschap dat zij evengoed als de Chinezen daartoe in staat waren. Zij wilden hem onmiddellijk spreken. Op die afspraak stelde de spreker hen twee vragen. Hoeveel geld kunnen jullie verzamelen op een week tijd? Het antwoord was 250 miljoen euro. Dat was maar een derde van wat de Chinezen boden. Zijn tweede vraag was: wat moet dat kosten? Het antwoord was: minstens 10 procent. Zij beschouwden het immers als een risicovolle belegging waartegenover een hogere vergoeding moet staan.

Er zijn wel degelijk risico's. Misschien moet Fluvius wel op zoek gaan naar nog meer fondsen voor noodzakelijke investeringen. Een andere niet uit te sluiten mogelijkheid is dat de gemeenten zich uit de elektriciteitsdistributie terugtrekken en hun kapitaal bijvoorbeeld gaan inbrengen in Elia en Fluxys. De gemeenten kunnen zelfs kiezen om te investeren in elektriciteitsproductie – wat de spreker persoonlijk absoluut geen goede optie vindt. Als men dan private fondsen wil overhalen te investeren in Fluvius, dan gaan die niet tevreden zijn met een WACC van 3,5 procent maar zullen zij zowat 4,5 procent eisen. Er moet een goede verhouding gevonden worden tussen investeringen en vergoedingen. Maar de spreker heeft het

gevoel dat er momenteel een stellingenoorlog woedt tussen de regulator en Fluvius. Daarom dringt hij aan op een hoorzitting met beide instanties.

6. Tussenkomst van Tinne Rombouts

Tinne Rombouts beaamt dat het onderwerp van de hoorzitting heel technisch en complex is en dat het nuttig kan zijn extra sprekers en instanties te horen. Voor eerst wil zij het debat vooral vanuit het standpunt van de consument bekijken en brengt daarbij drie punten naar voren. Sommigen spreken over herverdeling, maar in dit geval kan men niet van een wit blad vertrekken en moet er rekening worden gehouden met de huidige verdeling.

Een tweede opmerking betreft de fusie van Eandis en Infrax. Er werd in 2018 gezegd dat die fusie in het voordeel zou zijn van de consument en 36 euro zou opbrengen voor de gezinnen. Maar nu stelt zij vast dat de voorgestelde nieuwe tarieven voor bijna 40 procent van de gezinnen een tariefstijging zou betekenen. Voor 10 procent zou het zelfs gaan om een verdubbeling. Is er zicht op de profielen van wie deze verhoging zal moeten betalen?

Haar derde opmerking betreft de gemeenten. Hoeveel zullen zij minder krijgen? Als Tinne Rombouts die drie elementen naast elkaar plaatst, vraagt zij zich af of het voorstel nog te verantwoorden is. Hoe gaat het beleid dit verantwoorden aan de gebruikers en de burgers? Zijzelf heeft daar vandaag geen antwoord op. Zij ziet er geen positief verhaal in, hoewel dat in 2018 toch zo gebracht werd.

III. Antwoorden

Voor zijn antwoorden verwijst *Pieterjan Renier* naar twee slides van zijn presentatie. Voor de berekening van de gemiddelde maandpiek toont hij slides 48 en 49. Wat betekent de gemiddelde maandpiek voor de eindgebruiker, de gezinnen, de kmo's en de grote bedrijven? In de toelichting heeft hij zich beperkt tot twee profielen, namelijk een gemiddeld gezin en een gemiddelde kmo. Hij beschikt evenwel over heel wat meer slides waarin het voorstel is doorgerekend voor diverse profielen. Op 4 mei 2020 zijn die uitvoerig toegelicht, met simulaties bijvoorbeeld voor gebruikers met exclusief nachttarief, voor bezitters van zonnepanelen, voor gebruikers met een elektrisch voertuig en een warmtepomp enzovoort. Al die simulaties heeft de VREG in de periode februari-april 2020 uitgevoerd, met gebruik van de beschikbare gegevens van twintigduizend consumenten tot op kwartierbasis. Op basis van die gegevens zijn allerlei gemiddelden berekend, zoals de gemiddelde maandpiek, de jaarpiek enzovoort. Daarop werd dan bijvoorbeeld een soort standaardprofiel geënt van de 'modernere' eindgebruiker, met zonnepanelen, een elektrisch voertuig. Evengoed werd dat zo uitgerekend voor een standaard kleinere gebruiker. Enzovoort.

De inputparameter, het toegelaten inkomen, heeft de VREG berekend met toepassing van de regels van de voorgestelde tariefmethodologie. Dat is rekening houdend met factoren zoals de trend van de afgelopen jaren, de WACC-waarde, de lineaire afbouw van de herwaarderingsmeerwaarden en de vergoeding die daar tegenover staat, het wegvallen van de saldi (een discussie uit het verleden). Ook heeft de VREG input gehad vanuit het transmissienetgebeuren en van de certificaten op het transmissiegebeuren. Er is voorts rekening gehouden met een voorschot voor een versnelde uitrol van de digitale meter.

Beide reeksen factoren zijn dan gecombineerd. Zo kan eigenlijk berekend worden, in euro's, wat de totale energiefactuur betekent voor de eindklant. Pieterjan Renier verwijst naar de grafieken 50 en 51 van zijn presentatie. Daarin toont hij de evolutie voor een gemiddeld gezin en voor een gemiddelde kmo van de totale

tariefstructuur van 2017 tot het voorstel voor 2022, onderverdeeld in de verschillende componenten. Er moet wel rekening mee gehouden worden met de gevolgen van de coronacrisis, die in de grafieken nog niet zijn verwerkt. De energiekost is in 2020 namelijk drastisch gedaald. Maar dit is een uitzonderingssituatie.

Voor de VREG zijn volgende componenten van belang: het blauwe gedeelte (het netgebruik), het bleekblauwe deel (ODV en toeslagen) en het paarse deel (overige transmissiekosten). Sinds 2018 is er een dalende trend die zich zal verderzetten in 2022 door de voorgestelde maatregelen. Dat is voor een gemiddeld gezin, met een verbruik van 3500 kWh. Er zijn specifieke gevallen, maar na de toelichting zijn de meeste belangengroepen gerustgesteld. Er zijn trouwens ook maximumtarieven. Alle bekommernissen die hier zijn geuit, zijn wel degelijk behandeld en er is in de tariefmethodologie aan tegemoetgekomen. Hetzelfde kan de spreker opmerken over de evolutie voor een gemiddelde kmo. De trends zijn gelijkaardig.

Maar beide gevallen zijn positieve voorbeelden. In een 'zero-sum game' zijn er uiteraard ook negatieve gevallen. De spreker preciseert evenwel dat de VREG-voorstellen niet helemaal een 'zero-sum game' zijn. De VREG streeft ernaar de maatschappelijke baten zo hoog mogelijk te maken; te zorgen dat er zo min mogelijk investeringen in de toekomst moeten gebeuren. Uiteindelijk is het de bedoeling dat iedereen voordeel haalt uit de nieuwe tariefstructuur. Toch is Pieterjan Renier bereid twee andere voorbeelden te geven, die trouwens ook zijn toegelicht bij de simulaties. Er is bijvoorbeeld het geval van iemand met een tweede verblijf aan de kust, waar hij niet zo vaak aanwezig is. Zijn verbruik in kWh is dus laag, maar als hij er is, vertoont zijn verbruik een piek en zal hij een hogere capaciteit nodig hebben dan zijn gemiddelde verbruik. Die klant zal een stuk meer betalen dan vandaag. Een tweede voorbeeld is een moderne eindgebruiker, met elektrisch voertuig en warmtepomp. Als die gebruiker erin slaagt zijn verbruik te spreiden, zal hij minder betalen. Slaagt hij daar niet in, dan zal hij hoge pieken genereren en geconfronteerd worden met een hogere kost. Maar dat is dan zijn eigen keuze. Dat is dus een stimulans om te spreiden.

Op de website zijn voor heel wat profielen simulaties te vinden. De VREG belooft bovendien nog een onlinesimulator uit te werken waarmee elke eindgebruiker de concrete weerslag van de nieuwe tariefstructuur voor zijn geval zal kunnen zien. Een paar jaar geleden heeft de VREG al een simulator voor de overgang naar de digitale meter ontwikkeld. Zo kon elke consument zelf zien wat de digitale meter concreet betekende voor hem. Die simulator vergrootte het draagvlak voor de digitale meter aanzienlijk.

Voor de nieuwe tariefstructuur heeft de VREG nog anderhalf jaar de tijd om het draagvlak te vergroten. De meeste reacties komen van de belangengroepen van de rechtstreeks betrokkenen en veelal kunnen die overtuigd worden. Maar de VREG wil ook het bredere draagvlak, dat van alle eindgebruikers, vergroten. Daarover is al overleg geweest met de netbeheerder, met Fluvius, en met de leveranciers zelf. Ook de leveranciers zouden de hervorming aan hun klanten kunnen uitleggen, want zij zijn het die rechtstreeks contact hebben met de klant.

Ronnie Belmans antwoordt op enkele concrete vragen. Er was de vraag naar de impact van de regeling op de warmtepompen. Als een dergelijke pomp is uitgerust met een goedkoop warmtevat, vergt dat een niet al te groot vermogen. Als men zijn auto gestuurd oplaadt thuis, valt dat ook wel mee.

Een andere vraag ging over de 80/20-verhouding. Die verhouding is gebaseerd op de simulaties. Die 20 procent is ook niet de volledige kWh-stimulans. ODV's moeten doorgerekend worden en de tariefvoorstellen van de VREG kunnen daar niets aan veranderen. Die ODV's worden doorgerekend in kWh, in verbruik. Dat betekent dat in de gehele elektriciteitsfactuur nog een doorwegende stimulans zit om het

verbruik te beperken. Die 80 procent voor capaciteit bij de berekening van de net-tarieven moet in de toekomst de noodzakelijke uitbreiding van de netcapaciteit beperken.

Pieterjan Renier stelt vast dat bijna alle vraagstellers het hadden over de marktconformiteit van de WACC. Ook de VREG vindt die marktconformiteit heel belangrijk. Een te hoge WACC zou kunnen leiden tot overinvesteringen en een te lage WACC tot te weinig investeringen. In vergelijking met de voorbije periode, 2017-2020, zijn de rentes op staatsobligaties aanzienlijk gedaald. In die periode hanteerde men dan logischerwijze een hogere kapitaalskostenvergoeding, met een WACC van 4,8 procent.

De verschillende parameters in de WACC, die Europe Economics heeft bepaald, zijn wel degelijk marktgebaseerd. Dat is onderbouwd met een stevige en gebenchmarkte en gepubliceerde studie. De VREG richt zich op netbeheerders in Nederland en op de Nederlandse regulator ACM en minder op bijvoorbeeld de andere netbeheerders in België zoals Fluxys en Elia. De VREG maakt die keuze omdat bij het begin van de tarifaire bevoegdheid van de VREG, in 2015, besloten is om niet het model van de CREG over te nemen maar een methodologie geïnspireerd op deze van ACM. Fluxys en Elia werken ook met 'embedded costs'. De rentes die zij betalen voor hun leningen worden doorgerekend. De VREG wenst daarentegen voor de elektriciteitsfactuur een WACC in te stellen waarbij rekening wordt gehouden met een inschatting van de kosten voor het vreemd vermogen. Als de netbeheerder betere rentes kan bekomen, door er bijvoorbeeld voor te zorgen dat zijn ratings goed blijven, zal hij meer winst kunnen maken. De VREG wil namelijk dat de netbeheerders hogere marges behalen, door hun financieel beleid zo optimaal mogelijk te voeren.

Bij die vergelijking acht de spreker het belangrijk naar de toekomst te kijken. De WACC over 2017-2020 was 4,8 procent. In de toekomst zal dat niet zo blijven. Als men vergelijkt met andere landen, moet men eveneens vergelijken met de toekomst in die landen. In Nederland is een gelijkaardige oefening bezig en daar komt men uit, rekening houdend met de daar geldende vennootschapsbelasting van 25 procent, op een WACC tussen 2,6 en 2,8 procent. Dat is nog significant lager dan de 3,5 procent die de VREG bekomt. Tot daar de marktconformiteit van de WACC.

Een punt dat daarbij aansluit, is de bezorgdheid van vraagstellers over de rating. De VREG heeft ook kennis genomen van een nota van Moody's van 18 mei 2020. Vandaag bevindt Fluvius zich onderaan de A-ratingladder. Dat is op zich relatief goed en het resultaat van historische keuzes van de distributienetbeheerder voor hun kapitaalstructuur. Belangrijk voor de interpretatie van de rating is dat de VREG alleen de activiteiten elektriciteit en gas bekijkt. Een rating gaat over de gehele onderneming. Bij Fluvius staan vandaag elektriciteit en gas voor 90 procent van hun activiteiten.

De VREG heeft zelf ook financiële analyses gemaakt, gericht op de komende twaalf jaar en op de elektriciteit- en gasactiviteiten, en op basis van de voorgestelde tariefmethodologie. Ook is daarbij rekening gehouden met de input van Fluvius zoals de versnelde uitrol van de digitale meter. Uit die analyse blijkt het mogelijk een investeringsprogramma voor gas en elektriciteit uit te voeren met het behoud van een goede rating. De kredietwaardigheid geldt niet alleen voor de gereguleerde activiteiten (elektriciteit en gas) maar ook voor de niet-gereguleerde. En er zijn concrete plannen om daarvoor ook een groot investeringsprogramma op te zetten. De rating van Elia is een B-rating. Recent heeft Elia nog geld opgehaald tegen een rente van 0,857 procent. Dat bewijst, volgens de spreker, dat het met een iets lagere rating mogelijk is geld op te halen tegen voordelige rentes.

Op een vraag van Johan Danen antwoordt Pieterjan Renier dat de VREG alleen zicht heeft op de activiteiten elektriciteit en gas en niet op de andere zoals riolering,

water, en 'fiber to the home'. In het Energiedecreet staat trouwens ook dat kruis-subsidiëring uitgesloten is en de VREG houdt daar controle op.

Er zijn ook vragen over de fusie van Eandis en Infrax en in welke mate die ten goede komt van de eindgebruiker. Naar aanleiding van de fusie is de tariefmethodologie gewijzigd. De synergievoordelen die daaruit zouden voortvloeien, tot 150 miljoen euro per jaar, zijn in die vorige wijziging van de tariefmethodologie opgenomen. Die afbouw tot 2024 is al vertaald in het toegelaten inkomen, zodat de voordelen volledig naar de eindgebruiker gaan. Dat is te zien op de grafieken op de slides 50 en 51 van de presentatie. De reden waarom de staafdiagrammen dalen, is precies de fusie van Eandis en Infrax.

De spreker geeft meer uitleg over de herwaarderingen. Die hebben te maken met de reconstructiewaarde in de beginjaren 2000 van de RAB. Eerder werden de activa gewaardeerd op basis van de boekhoudkundige waarde. Daaraan werd dan een herwaardering toegevoegd, voor alle distributienetbeheerders samen ongeveer 2,5 miljard euro, omdat men een reconstructiewaarde van het net wou bekomen. Voor die herwaarderingsswaarde moest de netbeheerder geen kapitaal ophalen. Daarom is de VREG van oordeel dat daar geen kapitaalkostvergoeding tegenover dient te staan. Die 2,5 miljard euro wordt afgeschreven over vijftig jaar. In het toegelaten inkomen betekent dat zowat 50 miljoen euro per jaar. Pieterjan Renier preciseert dat de VREG aan die herwaarderingssmeerwaarden zelf niets verandert.

Een vraag peilt naar het garanderen van de kwaliteit van de dienstverlening. De spreker wijst erop dat in de tariefmethodologie ook een Q-factor is opgenomen. In de vorige periode bouwde de VREG daarvoor data op. Die Q-factor wordt van toepassing vanaf 2021. De VREG houdt er dus effectief mee rekening in de tariefmethodologie. Voorts wil de VREG financiële incentives naar het voorbeeld van de federale regeling invoeren: stimuli voor bepaalde targets. De uitwerking hiervan moet nog gebeuren. Bovendien blijft de VREG elk jaar een kwaliteitsrapport publiceren.

Wat betreft de herverdelingseffecten, zoals gevraagd door Bruno Tobback, probeert de VREG als regulator abstractie te maken van de aandeelhouder. In het verleden waren er in de gemengde intercommunales private partners; nu zijn de gemeenten de enige aandeelhouders. Op federaal vlak zijn er wel private partners, zoals Caisse de Québec in Fluxys en andere bij Elia. Dat aandeelhouderschap kan evolueren en het zijn de aandeelhouders zelf die beslissen of zij een deel van hun aandelen zullen verkopen aan private spelers. In Nederland zijn de aandeelhouders van het merendeel van de netbeheerders openbare besturen. De VREG wil zich daarin niet moeien. Ook over het dividendbeleid beslissen de gemeenten zelf. De VREG berekent een $RAB \times WACC$, met een billijke marge. Door efficiënter te werken kan de netbeheerder pogen de winst te vergroten. Hoe dat dan leidt tot de uitkering van dividenden, is de bevoegdheid van de aandeelhouders.

Over de voorschotregeling zegt de spreker dat de VREG een extrapolatie doet van kosten uit het verleden. Momenteel staan de netbeheerders voor een belangrijke investering: de versnelde uitrol van de digitale meter. Dat zijn kosten die er in de vorige periode niet waren. Om die op te vangen, wil de VREG de voorschotregeling voortzetten. Die regeling is precies bedoeld voor dergelijke eenmalige grote investeringen. *Ronnie Belmans* voegt daaraan toe dat dit een geruststelling moet zijn voor *Andries Gryffroy*, die erop wijst dat er in de komende jaren een tekort zal ontstaan. De oplossing van de VREG is een voorschot dat kan geïnvesteerd worden in de versnelde uitrol van de digitale meter. Uiteraard komt dat dan daarna in de RAB. Het voorschot wordt begroot op 60 miljoen euro per jaar gedurende de volgende vier jaar.

Dan gaat *Pieterjan Renier* over tot de vragen over de tariefstructuur. De belangrijkste wijziging sinds de vorige hoorzitting in januari 2020, is de verandering van de jaarpiek in de maandpiek. Daardoor is het draagvlak aanzienlijk verhoogd.

Over het injectietarief krijgt de VREG heel verdeelde reacties. Moet er een injectietarief komen? Er zijn twee tegenstrijdige opvattingen. De enen zeggen dat zonnepanelen het netwerk belasten en dat er voor de injectie van hun energie moet betaald worden. Anderen menen dat injectie de netkosten juist zal verminderen, bijvoorbeeld bij de opvang van energieverliezen. Zoals Andries Gryffroy vraagt, is de kwestie hoe men injectie zal tarifieren: op basis van kWh of op basis van capaciteit waarbij het geïntegreerd wordt in het capaciteitstarief. Het voorgestelde capaciteitstarief is alleen een afnametarief. Een andere mogelijkheid is het doorrekenen van een 'deltamaandpiek': de maximale piek van een maand injectie min de maximale piek afname. Het voorstel van de VREG tarifeert de injectie op basis van kWh, maar de regulator is er zich van bewust dat er nog heel veel discussie over is.

Op de vraag over het overschrijdingstarief antwoordt Pieterjan Renier dat dit enkel van toepassing is voor grote bedrijven. De VREG wenst vooral de zorgen van de kleine gebruikers te minimaliseren. De gezinnen en de kmo's hoeven zich geen zorgen te maken over gereserveerde capaciteiten zoals gebruikelijk is op het hoogspanningsnet. Grote bedrijven zullen een overschrijdingstarief moeten betalen als zij boven hun gereserveerde capaciteit gaan. De exacte hoogte van dat tarief moet nog bepaald worden.

Over de minimumcapaciteit van 2,5 kW zegt de spreker dat die juist de bedoeling heeft een mattheuseffect te vermijden. De VREG wenst dat iedereen bijdraagt aan de kosten van het net. Zo vermijdt men dat bepaalde eindgebruikers door gebruik van installaties zoals batterijen, erin zouden slagen geen netkosten meer te betalen. Met die 2,5 kW is er toch een minimale bijdrage van elke eindgebruiker in de kosten van het net.

Op de vragen over de ToU-prikkel verwijst Pieterjan Renier naar de slides 41 en 42 van zijn presentatie. Bij de belanghebbenden zijn de meningen daarover heel verdeeld. De discussie houdt verband met flexibiliteit, waarover een Europese richtlijn moet geïmplementeerd worden tegen volgend jaar. De VREG heeft daarover advies verleend. Een tweede element zijn de dynamische energieprijzen die van toepassing zullen zijn vanaf volgend jaar. Dat zijn elementen die voor de VREG een reden zijn om tegen 1 januari 2021 nog niet te starten met een ToU-prikkel, hoewel de regulator het wel een interessant idee vindt. Beter eerst afwachten hoe flexibiliteit wordt uitgewerkt in het decreet, hoe de dynamische energieprijzen worden toegepast, hoe klanten zullen reageren op het capaciteitstarief, en hoe ondersteunende diensten hun werk zullen doen.

Ronnie Belmans maakt hierbij melding van de bedenking bij de VREG hoeveel in één keer kan veranderd worden. Het capaciteitstarief is al een serieuze verandering, die veel inspanningen zal vergen om daarvoor een draagvlak te vinden. De raad van bestuur van de VREG wil voorzichtig zijn en de gebruikers de tijd geven te leren van de ervaring na de invoering van de nieuwe elementen. Het zal bijvoorbeeld niet eenvoudig zijn de V-test na deze hervorming aan te passen.

Op de vragen over PV en batterijen en wat daarvoor de terugverdientijd is, antwoordt *Pieterjan Renier* dat de VREG niet heeft gekeken naar specifieke installaties. De regulator heeft geprobeerd de kosten van het netgebruik zo reflectief mogelijk te vertalen in nettarieven. Welke technologie welke terugverdientijd heeft, hangt af van de investeringskost. Stel dat in de komende jaren batterijen heel goedkoop worden, dan zullen die ingang vinden. De VREG wil neutraal zijn ten opzichte van de technologie. De meest kostenefficiënte en goedkoopste technologie zal wel vanzelf doorbreken.

Antwoordend op de vraag over groen gas meldt de spreker dat er productieregistratoren zijn, het Vlaams Energieagentschap en Fluxys onder meer. Zij weten goed wat er juist in het net wordt geïnjecteerd. Die gegevens verzamelt de VREG in een database, waarbinnen de garanties van oorsprong kunnen verhandeld worden.

Wat is de stand van zaken bij Atrias? Pieterjan Renier zegt in eerste instantie de netbeheerders te reguleren. Met het technisch reglement en de tariefmethodologie legt de VREG deze een aantal zaken op, en Atrias is een middel om daaraan te beantwoorden. De spreker zal zien hoe dat evolueert.

Hoe worden de pieken vastgesteld bij klanten met ferrarismeters? De spreker bevestigt dat een klassieke meter geen pieken registreert. Daarom wordt er voor de klassieke meter een vaste term bepaald en gerekend met kWh voor het tarief.

IV. Aanvullende vragen en antwoorden

Bruno Tobback apprecieert wel de bezorgdheden en noemt het uitstellen van het dynamisch tarief een heel verstandige keuze in de huidige omstandigheden. Maar hij vraagt zich toch af of de VREG wel de onderliggende herverdelingseffecten grondig heeft onderzocht. De voorgestelde simulaties zijn vooral standaardgevallen. Daar zit bijvoorbeeld geen huurder in met een elektrische accumulatieverwarming in een verouderde woning die slechts stookt als hij daartoe de middelen heeft en dus een hogere piek zal trekken. Het lid begrijpt dat het onmogelijk is alle individuele negatieve effecten op te lossen in een tariefformule. Maar het is wel de job van de VREG om heel helder te zijn over de uitgangspunten en de onderliggende mechanismen en structuren die bepalen waar een eindgebruiker uitkomt. Daarop kan de Vlaamse Regering dan de nodige begeleidende maatregelen nemen om sociaal ongewenste effecten te vermijden bij een populatie die nul impact heeft op zijn energieverbruik. Een tariefstructuur met prikkels om een bepaald gedrag te sturen, werkt, maar marktprikkels voor iemand die geen kant op kan, zijn gewoon pesterij. Als je iedere maand 200 euro te kort hebt, helpt geen prikkel om een nuttige investering van 1000 euro te doen.

Johan Danen sluit zich bij die opmerking aan. Er zijn profielen die een hoog vermogen nodig hebben hoewel ze relatief weinig verbruiken. Hij maakt zich bijvoorbeeld zorgen over mensen, veelal sociaal kwetsbaren, met accumulatiekachels op nachttarief, die niet altijd in hun woning zijn. Die zullen echt wel heel veel meer moeten betalen. In procenten is dat misschien een klein groepje maar in aantallen zijn dat meerdere duizenden mensen.

Willem-Frederik Schiltz meent dat voor het mattheuseffect zowel de gemiddelde maandpiek van 3,15 kW als de minimale maandpiek van 2,5 kW van belang zijn. Voor een kleine gebruiker wordt het lastig. Wat kan een kleine huurder die in een appartementje woont, doen om zijn capaciteit naar beneden te halen als zijn verwarming elektrisch is en hij een elektrische oven heeft? Waarom moet zo iemand meer betalen zelfs als hij weinig verbruikt? Een oplossing zou kunnen zijn om die gebruikers pas als allerlaatste een digitale meter te geven. Overigens zou het wel nuttig zijn dat de VREG laat weten hoeveel mensen in dat geval gaan zijn, om op basis van die gegevens het beleid te kunnen afstemmen.

Tinne Rombouts sluit daarbij aan. Weet de VREG precies voor welke categorieën gebruikers de resultaten van de simulaties realiteit gaan worden? Pieterjan Renier heeft bij de categorieën voor wie de tariefhervorming negatief zal uitvallen, de tweedeverblijvers genoemd. Maar zijn er nog andere? Zij herinnert nogmaals aan de niet ingeloste belofte dat de fusie van Eandis met Infrax elke gebruiker een voordeel van 36 euro zou opleveren. Als zij ziet dat 40 procent meer zal moeten betalen, vindt zij dat gigantisch. Ten tweede stelt zij vast dat de sociale tarieven

in het voorstel nog niet zijn verwerkt. Is bij de indeling in categorieën voor de simulaties rekening gehouden met de sociale tarieven of niet?

Alvast verduidelijkt *Ronnie Belmans* dat die 36 euro die gegeven werd door Fluvius in de pers, niet klopt. Die 36 euro zou betekenen dat alle synergiewinsten aan de private klanten zou gegeven worden: de besparing gedeeld door het aantal aansluitpunten. *Tinne Rombouts* vindt die weergave van de gevolgen van de fusie dan wel geen goed voorbeeld van transparantie en duidelijkheid.

Pieterjan Renier meldt dat de exclusieve nachtklanten met zowat honderdduizend zijn. Wat zal het effect van de nieuwe tariefstructuur zijn voor dergelijke klanten? Ook voor die groep heeft de VREG een simulatie uitgewerkt, gebaseerd op een afbouw van de voordelen inzake de ODV's en de invoering van een capaciteitstarief. Het resultaat is dat er voor sommige klanten een stijging is en voor andere klanten een daling van de elektriciteitsfactuur wat de netkosten betreft. Dat komt omdat nog altijd een groot deel van de kosten per kWh worden afgerekend: alles wat met de ODV's te maken heeft, ook nog een stuk van de netkosten zelf, en een deel van de kosten die 'gecascadeerd' worden vanuit Elia. Het grootste deel van de netkosten is nog altijd op basis van kWh.

De grote verbruikers gaan zeker hun factuur zien dalen. Zij die weinig verbruiken riskeren hun factuur te zien stijgen; wat te maken heeft met hun onvermijdelijke piek los van de tijd dat er van verbruik sprake is. Die stijging zal relatief zijn. In absolute cijfers zal het veeleer beperkt zijn en bovendien wenst de VREG een maximumtarief om de stijging in elk geval te beperken. Wat de exclusieve nachtklanten betreft, die de VREG wil verminderen, kunnen de elektriciteitsleveranciers nog altijd gunsttarieven, bijvoorbeeld tweevoudige tarieven, uitwerken want voor hen kunnen dat interessante afnemers zijn.

Bij de VREG zijn die bedenkingen ook intern gemaakt en er zal zeker een evaluatie nodig zijn om eventueel bij te sturen.

Wat het sociaal tarief betreft: dat is een federale maximumprijs, een federale bevoegdheid. De categorieën die ervan kunnen genieten, worden bepaald op federaal niveau. Dat is ongeveer 7 procent van de gezinnen in Vlaanderen. Voor hen is dat capaciteitstarief niet van toepassing. De prijs van hun facturen wordt nog bepaald door de CREG, op basis van kWh.

Ronnie Belmans voegt daaraan toe dat de kans niet onbestaande is dat die sociale tarieven, federaal bepaald door de CREG, in sommige gevallen hoger uitvallen dan wat die klanten met de Vlaamse tarieven zouden moeten betalen. Misschien moet de wetgeving daar een keuze toelaten.

Andries Gryffroy heeft nog een bijkomende vraag over de zonnepanelen. Voor wie een digitale meter heeft, wordt de injectie afgerekend in kWh. Maar hoe zal dat gebeuren met eindgebruikers die nog een ferrarismeter hebben? *Pieterjan Renier* verduidelijkt dat voor de eindgebruikers met een ferrarismeter het prosumententarief blijft gelden. Die optie blijft opgenomen in de tariefmethodologie. Het tarief in dat geval blijft puur op afname berekend, niet op capaciteit. Of er een injectietarief komt voor gebruikers met een digitale meter is nog onderwerp van overleg.

Johan Danen maakt zich zorgen over de leesbaarheid van de factuur. Als de berekening complexer wordt, wordt de factuur ook complexer. Hoe wil de VREG bekomen dat de consument weet wat hij heeft gekocht? *Pieterjan Renier* zegt dat de VREG heeft meegewerkt aan de vereenvoudiging van de factuur hoewel de regulator maar één onderdeel is van het hele raderwerk. De VREG heeft een aantal voorstellen gedaan. De energiefactuur is een belangrijk aspect om de eindgebruikers te informeren over het capaciteitstarief. Daartoe wil de VREG nauw samenwerken met de leveranciers.

Ronnie Belmans voegt eraan toe dat het capaciteitstarief parallel moet geïntegreerd worden in de aangepaste V-test.

Willem-Frederik Schiltz komt nog even terug op de 80/20-regeling. Die verdeling is niet gebaseerd op onderliggend studiewerk maar op een intuïtieve inschatting. Of heeft hij dat verkeerd begrepen? *Ronnie Belmans* gaat er dieper op in. Het ideaal zou zijn dat alleen met de capaciteit zou rekening worden gehouden. Maar dat is niet uit te leggen omdat de meeste mensen dan denken dat het tarief geen prikkels meer bevat om het verbruik te beperken. Die prikkels zitten er wel nog in via de ODV's, de energiekosten enzovoort. Gevoelsmatig is ervoor gekozen toch nog een deeltje kWh op te nemen in het nettatarief, om discussie te vermijden. De wetenschappelijke verantwoording van die verdeling is beperkt. Die verdeling kwam er om het draagvlak te garanderen. *Ronnie Belmans* zelf is niet zo gelukkig met die keuze: "Het gaat een ruis zijn op de berekening."

Willem-Frederik Schiltz heeft nog een vraag over de zelfproductie, bijvoorbeeld met zonnepanelen. Daarvoor wordt in het voorstel de kWh behouden en niet het capaciteitstarief. Een eventueel injectietarief wordt nog onderzocht. Is dat niet even dringend als de invoering van het capaciteitstarief zelf? *Pieterjan Renier* wijst op een aantal mogelijkheden. Als het Grondwettelijk Hof de VREG in het ongelijk stelt, dan blijft het prosumementarief nog vijftien jaar bestaan, ook al is er een digitale meter. Daarmee moet de VREG in zijn tariefmethodologie rekening houden. Dan zal de prosument, ook al heeft hij een digitale meter, het voordeel van een terugdraaiende teller hebben. Het prosumementarief is een afnametarief. Als de VREG daarentegen gelijk krijgt, dan zal ook voor die prosumenten het capaciteitstarief gelden. Bezitters van zonnepanelen met een klassieke meter kunnen evenwel alleen met het prosumementarief worden gefactureerd. Al die opties zijn in de tariefmethodologie beschreven en daarvan zijn ook telkens de consequenties berekend en uitgeschreven. *Willem-Frederik Schiltz* repliceert dat hij alle begrip heeft voor een voorlopige regeling waarover het Grondwettelijk Hof zich nog moet uitspreken. Maar dan dreigt er toch een spagaat. De netbeheerder moet zijn toegelaten inkomen kennen, maar om de weerslag van zonnepanelen te kunnen meerekenen, moet men wachten op de uitspraak van het Grondwettelijk Hof.

V. Timing van de beslissing inzake de tariefmethodologie

Wat de timing betreft, stelt *Pieterjan Renier* dat de VREG de regels volgt van het Energiedecreet. Dat bepaalt dat binnen de 45 dagen na het einde van de consultatieperiode de VREG een beslissing moet nemen. Tijdens die consultatie kreeg de VREG niet alleen reacties van Fluvius maar van tal van partijen. Al die reacties worden nu verwerkt. Elke zienswijze behandelt de regulator, ongeacht of het gaat om financiële parameters, bezorgdheden over het sociaal aspect enzovoort. De reacties komen zowel van belangengroepen als van gewone burgers. In het verslag dat bij de tariefmethodologie wordt gevoegd, wordt op elk van die zienswijzen ingegaan en wordt uitgelegd en gemotiveerd of en hoe er rekening mee is gehouden. Dat moet klaar zijn binnen genoemde 45 dagen. Dat is 45 kalenderdagen na 18 juni 2020.

Andries Gryffroy wijst erop dat de discussie over de tariefhervorming al langer loopt dan 18 juni 2020. Maar de resterende tijd vooraleer de beslissing moet vallen, is wel heel kort voor het parlement om in deze fundamentele discussie stelling in te nemen. Zo wordt de formule $RAB \times WACC$ anders berekend bij Elia-Fluxys dan bij Fluvius. Waarom wordt dat niet op een gelijke manier behandeld? Die discussie is wel heel belangrijk. Zij is volgens de spreker te belangrijk om gewoon voort te doen omdat er tegen 31 juli 2020 een beslissing moet genomen worden. Kan de bedenktijd niet met bijvoorbeeld nog een jaar of met zes maanden worden verlengd? *Andries Gryffroy* herhaalt dan ook zijn voorstel om nog een extra hoorzitting te houden met

Fluvius erbij. Reagerend op de opmerking van voorzitter *Carina Van Cauter* dat de VREG heeft bevestigd rekening te zullen houden met de opmerkingen van Fluvius, verklaart *Andries Gryffroy* dat het schrijven dat hij en de andere commissieleden hebben ontvangen van Fluvius, belangrijke bedenkingen bevat. Overigens hebben de uiteenzetting en de antwoorden van de VREG de spreker niet meer klaarheid gebracht in de achterliggende berekeningen en uitgangspunt, bijvoorbeeld voor de vaststelling van de WACC.

Willem-Frederik Schiltz heeft ook gehoord dat de VREG zich beraadt over de impact van de uiteenlopende consultaties. Er zal in meer of mindere mate rekening worden gehouden met de verschillende opmerkingen, maar als parlementslid is de spreker wel benieuwd wat het resultaat zal zijn. De maatschappelijke impact van die tariefwijziging is zo groot, dat hij als parlementslid in een paar weken en na niet geheel bevredigende antwoorden zich geen oordeel kan vormen. Hij wil de VREG de tijd geven om al die inbreng te verwerken. Is er een mogelijkheid tot verlenging van de beslissingstermijn? Wat is het gevolg van het overschrijden van die termijn? In elk geval loopt het oude tarief door zolang er geen nieuw is. *Willem-Frederik Schiltz* is vragende partij om het debat nog grondiger te voeren.

Pieterjan Renier verklaart dat de termijn van 45 dagen een termijn van orde is. Dat is één aspect. Overigens moeten de tarieven en het toegelaten inkomen worden vastgelegd voor 2021. Dat vereist een tariefmethodologie. De daarop gebaseerde vastlegging van de tarieven tegen 31 december 2020, een complexe opdracht, vergt ook wel geruime tijd. De voorzitter vertolkt de vraag van leden om desnoods in besloten vergadering dieper in te gaan op de cijfers, waarbij ook Fluvius kan gehoord worden. *Ronnie Belmans* bevestigt dat de VREG op deze vraag positief ingaat om aan het parlement alle mogelijke transparantie te bezorgen. Daar hierbij elementen gebruikt dienen te worden die nog niet openbaar zijn op dat moment, zoals antwoorden op reacties in de consultatie, wenst de VREG dat dit een zitting achter gesloten deuren is. *Andries Gryffroy* wil daarbij weten of het klopt dat de distributienetbeheerders de tariefmethodologie minstens drie maanden op voorhand moeten hebben. *Pieterjan Renier* bevestigt dat de distributienetbeheerders op basis van tariefmethodologie en het toegelaten inkomen bijlages moeten invullen. Die bijlages moeten de netbeheerders inderdaad drie maanden op voorhand indienen. Daarop volgen een aantal overlegondes. Pas tegen eind december 2020 kunnen de nieuwe tarieven worden vastgelegd. Dat laat wat speling toe, maar het kan niet over de zomer worden getild.

Carina VAN CAUTER,
voorzitter

Robrecht BOTHUYNE,
verslaggever

Gebruikte afkortingen

ACM	Autoriteit Consument & Markt (Nederlandse regulator)
btw	belasting over de toegevoegde waarde
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
kmo	kleine of middelgrote onderneming
kW	kilowatt
kWh	kilowattuur
Ing	liquid natural gas
ODV	openbaredienstverplichting
PV	photovoltaic
RAB	regulatory asset base
ToU	Time-of-Use
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
WACC	Weighted Average Cost of Capital