

Onderwerp: Raadpleging van de CREG over het ontwerp van besluit ((PRD)1109/10) van 19 april 2018 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2020–2023

Datum: 29 mei 2018

Inleiding

De CREG organiseert een publieke raadpleging over haar ontwerp van besluit ((PRD)1109/10) van 19 april 2018 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie over de regulatoire periode 2020–2023. Deze raadpleging loopt tot 29 mei 2018.

FEBEG verwelkomt deze raadpleging en wenst de CREG te bedanken om de mogelijkheid te creëren voor de *stakeholders* om hun opmerkingen en suggesties over de tariefmethodologie over te maken. De opmerkingen en suggesties van FEBEG zijn niet-confidentieel.

Voorbehoud

FEBEG wenst de CREG te bedanken voor alle informatie en de beschrijving van de verschillende aspecten van de tariefmethodologie. Jammer genoeg laat de informatie in het consultatiedocument de marktpartijen niet toe om zich een concreet en becijferd beeld te vormen van de van de verschillende aspecten van het totaal inkomen te dekken door de tarieven.

Op 13 juli 2017 heeft de CREG de saldi op de regulatoire rekeningen voor het kalenderjaar 2016 goedgekeurd: 'De CREG beslist dat het saldo voor 2016 dat zal verrekend worden in de toekomstige tarieven 131.613.719 EUR bedraagt'. De beslissing over het saldo op de regulatoire rekening voor het kalenderjaar 2017 is nog niet gepubliceerd. Het is voor de marktpartijen dan ook moeilijk om de principes van de tariefmethodologie te beoordelen zonder het startpunt te kennen.

Om bovenstaande redenen is het antwoord van FEBEG op deze raadpleging per definitie onvolledig en dus slechts indicatief. FEBEG wenst zich dan ook het recht voor te behouden om terug te komen op bepaalde opmerkingen en suggesties wanneer concrete of nieuwe informatie beschikbaar komt. FEBEG ziet er dan ook in het bijzonder naar uit om het tariefvoorstel van Elia te kunnen analyseren.

Belangrijkste opmerkingen en suggesties

Bevoorradsingszekerheid

Impact van kostencomponenten op injectie

Tarieven – zowel op energiebasis (MWh) als op vermogensbasis (MW) – die kostencomponenten creëren, die de reeds bestaande kostenhandicap van Belgische productie-installaties tegenover installaties in de andere landen van de Centraal-West Europese elektriciteitsmarkt (CWE) versterken, zijn principieel onaanvaardbaar.

Het gevolg van kostencomponenten op basis van geïnjecteerde energie (MWh) is dat **productie-installaties met een lager rendement buiten België in de *dispatch* (merit order) voorrang krijgen op een Belgische installatie met een hoger rendement.** Deze kosten leiden dus tot een ernstige concurrentievervalsing, belasten het leefmilieu en ontmoedigen nieuwe investeringen in België. Bovendien hebben zij een negatieve impact op de economische rendabiliteit van de bestaande productie-installaties met versnelde sluitingen als gevolg. Zij verhinderen ook nieuwe investeringen en zullen bijgevolg de bevoorradingszekerheid verder in het gedrang brengen.

De voorstellen van tariefstructuur voor Elia behouden de mogelijkheid dat het zwaartepunt van de tarieven wordt verschoven van tarieven op energie (MWh) naar tarieven op capaciteit (MW). Dit betekent dat wanneer dit principe toegepast wordt op toegangspunten met injectie – ook al is het tarief op geïnjecteerde energie laag of nul – er **toch meer kosten kunnen aangerekend worden op deze toegangspunten, waardoor productie-eenheden alsnog benadeeld kunnen worden tegenover productie-eenheden in het buitenland.** Een dergelijk tarief op capaciteit heeft bovendien het effect van een vaste kost op een productie-eenheid: dit tarief zal, met andere woorden, **zwaarder doorwegen op installaties met een laag aantal draaluren** waardoor de kost per geproduceerde MWh hoog kan oplopen. Het invoeren van een tarief op capaciteit zou dus een signaal kunnen geven dat strijdig is met de nood om dergelijke productie-eenheden in het systeem te houden omwille van hun bijdrage aan het systeemevenwicht of de bevoorradingszekerheid.

Uitvoeren van benchmarking

Bovendien luidt artikel 12, §5, 17° van de Elektriciteitswet: *'De tarieven voor het gebruik van het transmissienet of voor de netten met een transmissiefunctie, die van toepassing zijn op productie-eenheden, kunnen verschillen naar gelang van de technologie van deze eenheden en van de datum van de ingebruikname ervan. Deze tarieven worden bepaald rekening houdend met ieder criterium dat door de commissie relevant wordt geacht, zoals een benchmarking met de buurlanden, teneinde 's lands bevoorradingszekerheid door een daling van de concurrentiekracht van de betrokken productie-eenheden niet in het gedrang te brengen. (...)'.*

FEBEG zou het op prijs stellen, mocht de CREG **de netgebruikers betrekken bij het uitvoeren van deze *benchmarking***: dit zou het vertrouwen van de netgebruikers in de methodologie voor en de afbakening van de *benchmarking* aanzienlijk vergroten. De tariefmethodologie mag alleszins niet tot gevolg hebben dat deze *benchmarking* met de buurlanden wordt bemoeilijkt of aanleiding geeft tot interpretatieproblemen tijdens het verdere proces voor uitwerking en goedkeuring van de tarieven. Bovendien moeten alle tarieven op injectie – zowel capaciteit als energie – in deze oefening in rekening gebracht worden en moet hun impact desnoods uitgebreid gesimuleerd en in kaart gebracht worden.

De volgende aspecten verdienen bijzondere aandacht:

- FEBEG dan ook bijzonder verontrust over het feit dat het voorstel van de tariefmethodologie deze *benchmarking* lijkt te beperken tot de tarieven voor 'de tarieven voor het beheer van de netinfrastructuur' (punt 2.8. van bijlage 2 bij ontwerp van tariefmethodologie). Volgens FEBEG bestaat er echter geen enkele wettelijke basis om het toepassingsgebied van de *benchmarking* te beperken tot deze diensten. Integendeel, **het was de doelstelling van de wetgever om de *benchmarking* toe te passen op alle soorten injectietarieven.** Het staat buiten kijf dat alle kosten die Elia verrekend via injectietarieven het gevolg zijn van het gebruik van het net – zoals beschreven in de Elektriciteitswet – door de netgebruikers die elektriciteit in dat net injecteren. FEBEG is van oordeel dat elke andere interpretatie die zou toelaten dat hoge injectietarieven zouden geheven worden op andere diensten en dus de competitiviteit van de betrokken elektriciteitscentrales – en dus ook de bevoorradingszekerheid van het land – in het gedrang zou brengen, ingaat tegen de letter en de geest van de wet.

- Het lijkt FEBEG ook aangewezen om het begrip ‘naburige landen’, die het voorwerp zullen uitmaken van de *benchmarking*, preciezer te omschrijven: volgens FEBEG moet de notie ‘naburige landen’ begrepen worden als die ‘landen waarmee België een interconnectie deelt’ zodat duidelijk is dat het gaat om elektriciteitscentrales in die landen waarmee de Belgische centrales daadwerkelijk concurreren.

Opslag als voorbeeld

Op 29 maart 2018 heeft CREG een besluit ((B)1718) goedgekeurd tot wijziging van het besluit van (Z)141218-CDC-1109/7 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie. Met deze wijziging gaf de CREG uitvoering aan richtsnoer 27^e in artikel 12 §5 van de Elektriciteitswet: ‘27^e Voor de installaties voor de opslag van elektriciteit die aangesloten zijn op het transmissienet of op de netten met een transmissiefunctie, bevat de tariefmethodologie prikkels om op niet discriminerende en proportionele wijze de elektriciteitsopslag te bevorderen. Een apart tariefregime voor de opslag van elektriciteit kan daarbij worden bepaald door de Commissie.’

Om bovenstaande aanpassing van de tariefmethodologie te staven, maakt de CREG onder meer gebruik van het instrument van de *benchmarking*.

In het kader van het streven naar een gelijk speelveld tussen alle technologieën roept FEBEG de CREG op om een volgende stap te zetten en – naast de maatregelen voor vraagbeheer en opslag – ook een gelijkaardig initiatief te nemen voor de bevordering van flexibele productiemiddelen.

FEBEG vraagt de CREG om – met toepassing van het instrument van de *benchmarking* – een gelijkaardige maatregel te nemen ter bevordering van productie-installaties. Immers, in buurlanden zoals Duitsland en Nederland worden geen injectietarieven op transmissienet toegepast: het is ontegensprekelijk zo dat elke vorm van injectietarief de concurrentiekracht van Belgische productie-eenheden vermindert tegenover deze in Duitsland en Nederland. **Door alle productie-eenheden voor hun injectie op het net vrij te stellen van tarieven, bevordert de CREG op een analoge manier de productiemiddelen in het systeem die nog steeds een onmisbare aanvulling zijn – als flexibele en back-up-bronnen – op de intermitterende hernieuwbare energiebronnen.**

Netverliezen

Het tarief voor het beheer van het elektrisch systeem voorziet ook in de kosten voor de dekking van de netverliezen. **Op dit ogenblik worden de netverliezen op het transmissienet in natura gecompenseerd door de ARP’s:** zij verhogen het geïnjecteerde volume met een percentage – gedifferentieerd over piekuren, daluren en weekends – die Elia jaarlijks vastlegt.

De stijging van het percentage van de netverliezen, houdt voor de ARP’s een kostenverhoging in aangezien zij de benodigde volumes zullen moeten produceren of aankopen op de markt. Zij hebben geen andere keuze dan die door te rekenen aan hun klanten: een automatische doorrekening is echter niet vanzelfsprekend en zelfs onmogelijk op korte termijn omdat ARP’s en leveranciers alle wettelijke en contractuele bepalingen terzake dienen na te leven. **Het compenseren van netverliezen door ARP’s in natura houdt dus zowel een economisch als een regulatorisch risico in voor de ARP’s.**

Bovendien zijn er ook **nog andere nadelen** verbonden aan het mechanisme van compensatie van netverliezen in natura:

- de kost van netverliezen is slechts in beperkte mate transparant voor de eindklanten;
- de Belgische leveranciersmarkt wordt minder aantrekkelijk voor nieuwe leveranciers (*entry barrier*);
- er is een asymmetrische behandeling van centrale en decentrale productie;

- het is niet mogelijk om netverliezen te 'netten' wanneer twee ARP's actief zijn op één toegangspunt of wanneer er verschillende toegangspunten zijn op één site.

Het huidige voorstel voor tariefmethodologie roept opnieuw de vraag op om de huidige methodologie - namelijk het in natura compenseren van netverliezen door de ARP's - op korte termijn te evalueren en bij te sturen, ook in het belang van transparantie naar de klanten toe. FEBEG ziet hier een **unleke kans om het systeem te veranderen aangezien ook het Federaal Technisch Reglement wordt herzien**: het Federaal Technisch Reglement bepaalt immers het mechanisme van de netverliezen.

FEBEG herhaalt dan ook haar pleidooi voor een **mechanisme waarbij Elia de netverliezen aankoopt onder toezicht van de CREG en deze vervolgens doorrekent via de transportnettarieven**. FEBEG is van oordeel dat de nieuwe Europese Richtlijn (2009/72/EC) betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne elektriciteitsmarkt deze visie ondersteunt:

Artikel 15 lid 6

Transmission system operators shall procure the energy they use to cover energy losses and reserve capacity in their system according to transparent, non-discriminatory and market-based procedures, whenever they have such a function.

Artikel 17 lid 2 sub d

The activity of electricity transmission shall include at least the following tasks in addition to those listed in Article 12:

(...)

(d) the collection of all the transmission system related charges including access charges, balancing charges for ancillary services such as purchasing of services (balancing costs, energy for losses);

In andere lidstaten, zoals bijvoorbeeld Nederland en Duitsland, maar ook op het distributienet worden de netverliezen op dit ogenblik al door de netbeheerders op de markt aangekocht.

Risicovrije rente op 2,4 %

De risicovrije rente wordt vastgelegd op 2,4 %. FEBEG is van mening dat het **op voorhand vastleggen van de risicovrije rente een serieuze verbetering in de tariefmethodologie is**. Het gekozen percentage is natuurlijk een sleutelement en zal een substantiële impact hebben. Waarom is dit percentage van 2,4 % gekozen? FEBEG zou het op prijs stellen, mocht meer informatie kunnen gegeven worden over de impact van dit percentage op het rendement, op de tarieven, ...

Evolutie van de regulatoire rekeningen

FEBEG betreurt dat de tariefmethodologie bijzonder **weinig informatie bevat over de principes die van toepassing zijn op de regulatoire rekeningen**.

Enkel artikel 38 van de tariefmethodologie gaat over de evolutie regulatoire rekeningen en luidt als volgt:

'De saldi op de elementen van het totaal inkomen vormen een recht dan wel een verplichting tegenover de afnemers in hun geheel en worden overgeboekt naar de overlopende rekeningen op de balans van de beheerder. Ingevolge deze tariefmethodologie en de beslissing van de CREG maken zij geen deel uit van het resultaat, noch van het eigen vermogen van de beheerder. Deze saldi zijn het recht/de verplichting om via een correctie op de toekomstige tarieven verrekend te worden door de aangewezen netbeheerder.'

Dit artikel is identiek aan de bepaling in de vorige tariefmethodologie en de ervaring leert dat het onvoldoende waarborgt dat eventuele overschotten op de regulatoire rekeningen niet blijven aangroeien wanneer de inkomsten van Elia structureel hoger zouden liggen dan de uitgaven. FEBEG dringt er dan ook op aan dat **bovenstaande bepaling wordt aangepast zodat meer comfort wordt gegeven dat in de volgende tariefperiode werkelijk wordt gestart met de afbouw van eventuele overschotten op de regulatoire rekeningen.**

De overschotten moeten bovendien **zo snel mogelijk teruggegeven worden aan de markt om discriminatie tussen netgebruikers te vermijden**: netgebruikers die op dit ogenblik contracten hebben met Elia en teveel zouden hebben betaald, moeten kunnen genieten van de lagere tarieven.

FEBEG bevestigt ook dat het **niet correct zou zijn om de overschotten te gebruiken voor nieuwe investeringen**: nieuwe investeringen worden immers – via de afschrijvingen – gefinancierd in de tarieven.

Stimulansen

De tariefmethodologie bevat een mechanisme van stimulansen om de kwaliteit van de diensten van de netbeheerder op te volgen en te verbeteren. FEBEG steunt dit mechanisme, maar wenst te herhalen dat het mechanisme er **niet louter mag op gericht zijn om de netbeheerder bijkomende inkomsten te bezorgen.**

Om deze reden is FEBEG van oordeel dat:

- geen stimulansen mogen opgelegd worden voor activiteiten die tot de kerntaak van de netbeheerder behoren en die de netbeheerder hoe dan ook moet uitvoeren;
- er niet alleen een bonus, maar ook een malus moet voorzien worden: FEBEG stelt vast dat de voorgestelde stimulansen enkel een bonus voorzien;
- de stimulansen ook meetbaar en verifieerbaar moeten zijn: zo moet het duidelijk zijn dat de netbeheerder geen bonus krijgt wanneer hij zijn dienstverlening niet verbetert, maar enkel behoudt op het huidige niveau.

FEBEG is van mening dat een **symmetrische benadering – dus naast een bonus, ook een malus – van de stimulansen nog effectiever zou kunnen zijn**. Dit is mogelijk zonder te raken aan de gegarandeerde inkomsten van de netbeheerder, bijvoorbeeld door voor een welbepaalde stimulans een bonus en een malus te definiëren zonder dat in de tariefperiode de malus groter kan zijn dan de bonus voor die stimulans.

Vragen bij de tariefmethodologie

Principes voor de tariefmethodologie:

- **Tariefstructuur in functie van concrete dienstverlening (titel 3.3.5):** Is het niet zo dat de tariefstructuur bovenal rekening moet houden met de richtsnoeren in de Elektriciteitswet, bv. *benchmarking* voor injectietarieven?
- **Tariefmethodologie als beleidsinstrument van de regulator (titel 3.3.7):** De CREG stelt voor om tarifaire hinderpalen uit de weg ruimen om de deelname aan FCR, aFRR en mFRR te bevorderen. Is het dan niet aangewezen om in dit kader ook rekening te houden met de internationale context en het aankopen van reserves en regelvermogen over de grenzen heen. Is een tarief in België – dat lager is in het buitenland – of een tariefstructuur in België – die niet bestaat in het buitenland – dan geen hinderpaal voor deelname van Belgische markspelers aan een dergelijk internationaal platform?

Artikel 4, §6:

Dit artikel stelt dat de waarde van de tarieven kan variëren van jaar tot jaar. Welke variatie wordt precies bedoeld? Gaat het hier om de indexering? Is het niet zo dat enkel indexering wordt bedoeld en dat elke andere variatie in de tarieven het voorwerp moet uitmaken van een tariefvoorstel en moet voorgelegd worden aan de CREG?

Artikel 15, §2, 6°:

Voor de berekeningen van de behoefte aan bedrijfskapitaal wordt verwezen naar de regulatoire rekeningen. Is het juist om te concluderen dat de regulatoire rekeningen worden gebruikt voor de behoeften aan bedrijfskapitaal van Elia?

Artikel 17, §1:

De risicovrije rente wordt vastgelegd op 2,4 %, maar de CREG en de beheerders kunnen overeenkomen om dit percentage – samen met andere parameters – aan te passen wanneer *‘de Belgische macro-economische situatie en/of marktomstandigheden sterk verschillen van de situatie en de omstandigheden waarop werd geanticipeerd’*. Op welke situatie en omstandigheden werd geanticipeerd? Wat is een sterk verschil? Gaat het om een verschil zowel in negatieve als in positieve zin?

Artikel 17, §3:

De vastgelegde risicopremie bedraagt 3,50 %. Waarom heeft de CREG gekozen voor de hoogste risicopremie van de drie studies? Waarom is bijvoorbeeld niet gekozen voor een gemiddelde?

Artikel 17, §4 :

Bovenop de bovenstaande redelijke geachte bijkomende impact wordt nog een risicopremie van 1,4% ingevoerd voor de MOG. Werden deze risico's en kosten gebenchmarkt met andere landen? Wat is de risicopremie op onshore installaties?

Artikel 21, §4:

Is een stimulans van 50 % van het verschil tussen de gebudgetteerde en reële beheersbare kosten niet bijzonder hoog?

Artikel 22, §1:

- Correctie van het budget voor mFRR: Waarom houdt deze correctie geen rekening met de kwaliteit van de gecontracteerde diensten ('Standard' versus 'Flex') om Elia zo aan te sporen om de productspecificaties voor de ondersteunende diensten te definiëren in functie van de behoeften van Elia, in plaats van in functie van de kosten.
- Aankoop op lange termijn van energieblokken om de netverliezen te compenseren: Creëert deze stimulans niet de mogelijkheid voor Elia om – aangezien om het om een grote kost gaat – aanzienlijke bijkomende inkomsten te genereren uit deze stimulans?

Artikel 22, §3:

Voor de stimulans tot beheersing van de beïnvloedbare kosten wordt een percentage van 20 % voorgesteld, terwijl dit percentage in het verleden slechts 15 % bedroeg. Waarom wordt dit percentage verhoogd? Wat is de achterliggende reden?

Bijlage 2, punt 1.2, 4°

Er wordt een tarief ingevoerd voor een studie naar een substantiële wijziging. Is het wel correct om in de toelichting het tarief te verantwoorden met 'Dit met toepassing van de netcode', aangezien de netcodes (RfG, GL SO en E&R) helemaal niets zeggen over de kosten van deze studie? Kan ieder land dan niet zelf beslissen welke procedures het voorziet en hoe het omgaat met de kosten?

Verder wordt er verduidelijkt dat de notie van substantiële wijziging ook de ontmanteling en de hernieuwing van aansluitingsinstallaties omvat. Verder wordt er ook vermeld dat de tarieven voor

installatie en een substantiële wijziging van het eerste schakelveld (1.2.4°) of andere aansluitingsinstallaties (1.2.6°) eveneens de kosten van ontmanteling of hernieuwing omvatten. Is het concept van substantiële wijziging niet eerder een notie die verband houdt met wijzigingen in de centrales zelf, en dus van installaties die niet aan Elia toebehoren? Wat is dan precies het verband tussen deze notie van substantiële wijziging en deze in de netcodes?

Bijlage 2, punt 1.3 en 1.4.:

Sommige kosten en de toepassing van de verhogings- en verlagingsfactor kunnen variëren in functie van bepaalde parameters. Houdt dit geen risico op discriminatie tussen technologieën of tussen marktactoren in? Wat is het criterium of de verantwoording om dit onderscheid te maken, bijvoorbeeld tussen onshore en offshore wind?

Modaliteiten van de stimulans voor regulering (apart document van de CREG):

Zou het niet aangewezen zijn om de vierde vraag – impact van de Elia Users' Group op het werk van Elia – een groter gewicht te geven in de evaluatie van de stimulans voor de tevredenheid van de leden van de Elia Users' Group?

Diverse

Wat zijn precies de gevolgen voor de tarieven en de netgebruikers van de verandering in de *rating* van Elia als gevolg van het feit dat Elia 20 % bijkomende aandelen in 50 Hz heeft verworven?
