

**VERSLAG VAN DE "RAADPLEGING VAN DE BETROKKEN
ELEKTRICITEITSBEDRIJVEN OVER DE BESLISSENDE
ELEMENTEN VAN DE ONTWIKKELINGEN VOORZIEN IN HET
TARIEFVOORSTEL 2024-2027"**

Elia Transmission Belgium

10 mei 2023



Inhoud

1 Inleiding	4
2 Reacties bij het "Algemeen kader" en de raadplegingsprocedure	6
3 Reacties bij "Evolutie van kosten, opbrengsten, vergoeding en volumes"	8
3.1 Kosten	8
3.1.1 Met betrekking tot de algemene evolutie	8
3.1.2 Met betrekking tot de ontwikkeling van het net	12
3.1.3 Met betrekking tot het beheer en de exploitatie van de netactiva	14
3.1.4 Met betrekking tot het beheer van het systeem	14
3.2 Opbrengsten	16
3.3 Regulatorische saldi	16
3.4 Vergoedingen	17
3.5 Volumes	20
3.5.1 Met betrekking tot de hypothese in verband met de netbelasting bij een vraag naar elektriciteit	20
3.5.2 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de netto-energie	21
3.5.3 Met betrekking tot de hypothesen in verband met het vermogen	22
3.5.4 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de injectie	22
4 Reacties bij "Algemene principes betreffende de allocatie van kosten en de tarieven"	23
4.1 Algemeen	23
4.2 Allocatie tussen injectie en afname	27
4.3 Aansluitingstarieven	30
4.4 Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van netinfrastructuur	31
4.4.1 Met betrekking tot de vaststelling van de jaarpiekperiode voor de afname	31
4.4.2 Met betrekking tot de tarieven voor de jaarpiek	31
4.4.3 Met betrekking tot de vaststelling van een periode voor de vrijstelling van de maandpiek voor de afname	32
4.4.4 Met betrekking tot de tarieven voor de maandpiek	33

4.4.5 Met betrekking tot de tarieven voor ter beschikking gestelde vermogen	34
4.5 Tarieven ter compensatie van onevenwichten	35
4.5.1 Met betrekking tot vermogensreserves en black start	36
4.5.2 Met betrekking tot het behoud en herstel van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken	36
4.6 Tarieven voor het beheer van het elektrische systeem	38
4.6.1 Met betrekking tot de tarieven voor het beheer van het elektrische systeem	39
4.6.2 Met betrekking tot de tarieven voor de aanvullende afname van reactieve energie (MVar)	39
4.7 Tarieven voor de marktintegratie	41
4.8 Tarieven voor netto afgenomen energie - dynamische component	42
5 Reacties betreffende de openbare dienstverplichtingen, heffingen en toeslagen	46
6 Conclusie	47
7 Vertrouwelijke antwoorden	48

1 Inleiding

Zoals bepaald in de Overeenkomst (art. 2, § 1) over de procedure voor de indiening en goedkeuring van de tariefvoorstellen en de voorstellen tot wijziging van de tarieven, zoals overeengekomen tussen de CREG en EliaTransmission Belgium (hierna Elia) op 22 december 2021 en zoals gepubliceerd op de website van de CREG, moet de transmissienetbeheerder voorafgaand aan de indiening van het Tariefvoorstel een raadpleging van de betrokken elektriciteitsbedrijven organiseren. De raadpleging gaat over de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige Tariefvoorstel. Verder moet de transmissienetbeheerder een raadplegingsverslag opstellen waarin wordt uitgelegd waarom al dan niet rekening wordt gehouden met de ontvangen opmerkingen. De opmerkingen van de geraadpleegde partijen en het raadplegingsverslag worden bij het Tariefvoorstel gevoegd.

Eerder organiseerde de CREG al een publieke consultatie in het kader van de opmaak van een nieuwe Tariefmethodologie 2024-2027, zoals bepaald in artikel 12 van de Elektriciteitswet van 29 april 1999. Dat document bevatte een gedetailleerde beschrijving van de concepten die deel uitmaakten van het voorstel tot aanpassing van de Tariefmethodologie. Na afloop van de consultatie heeft de CREG een aangepast Ontwerpbesluit voorbereid dat op zaterdag 2 juni 2022 werd voorgesteld aan de Kamer van volksvertegenwoordigers. Doordat een reactie van de Kamer uitbleef en de wettelijke voorbereidingsprocedure was voltooid, keurde de CREG op 30 juni 2022 het besluit goed tot vaststelling van de “Tariefmethodologie voor het transmissienet voor elektriciteit en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie” (hierna de “Tariefmethodologie”).

De doelstelling van de door Elia georganiseerde raadpleging was alle betrokken bedrijven te informeren over de beslissende elementen van de ontwikkelingen voorzien in het toekomstige Tariefvoorstel 2024-2027, zodat de betrokken partijen hun standpunt konden geven. Het raadplegingsdocument werd aan de betrokken elektriciteitsbedrijven voorgelegd. De raadpleging liep van dinsdag 14 februari 2023 tot maandag 20 maart 2023. In het document werd vermeld dat de reacties van de geraadpleegde partijen op naam aan de CREG zouden worden meegedeeld, maar dat de partijen wel konden vragen hun reacties anoniem te verwerken in het raadplegingsverslag dat aan alle geraadpleegde partijen ter beschikking zou worden gesteld.

De nota, die voor raadpleging wordt voorgelegd, werd informeel besproken met de marktpartijen tijdens de werkgroep Belgian Grid van 16 februari 2023 en de Plenaire Vergadering van 7 maart 2023.

Elia ontving niet-vertrouwelijke antwoorden van 11 respondenten en geen enkele vertrouwelijke reactie. De respondenten die op niet-vertrouwelijke wijze antwoordden zijn:

- > Belgian Offshore Platform (hierna 'BOP' genoemd)
- > BSTOR
- > Essenscia
- > ABVV, ACV, BV-OEVO (gezamenlijke reactie)
- > Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven (hierna 'FEBEG')
- > Federation of Belgian Industrial Energy Consumers (hierna 'FEBELIEC')
- > Fluvius
- > Infrabel
- > Nyrstar
- > VREG
- > Vyria

Te vermelden is dat de volgende respondenten verwijzen naar opmerkingen die ze gemaakt hebben bij eerdere raadplegingen:

- Oktober 2020 over de "openbare raadpleging over Elia's bevindingen betreffende het ontwerp van een scarcity pricing mechanisme voor implementatie in België" (<https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/20200930-public-consultation-on-elia-is-findings-regarding-the-design>)
- Oktober 2022 over de "Publieke consultatie over de methodologie, de basisgegevens en -scenario's voor de studie van de bevoorradingzekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2024-2034 met inbegrip van de scenario parameters voor de "Low Carbon Tender" voor 2024-25" ([Publieke consultatie over de methodologie, de basisgegevens en -scenario's voor de studie van de bevoorradingzekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2024-2034 met inbegrip van de scenario parameters voor de "Low Carbon Tender" voor 2024-25 \(elia.be\)](#))
- November 2022 over het "Federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet (110 kV tot 380 kV) met betrekking tot de periode 2024-2034" ([Publieke consultatie - Federaal ontwikkelingsplan van het transmissienet \(110 kV tot 380 kV\) met betrekking tot de periode 2024-2034 \(elia.be\)](#))

2 Reacties bij het "Algemeen kader" en de raadplegingsprocedure

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC

1) FEBELIEC pleads to shift the tariff proposal introduction and decision-making process even earlier, comparable to the new practice for the gas transport grid, where tariffs will be known at the latest half a year before they will enter into force, giving sufficient time to grid users to adapt their internal processes.

2) FEBELIEC is surprised to see that the average yearly investment will go from 484 M€ in the period 2010-2023 to more than 1,6 B€ as yearly average for the new tariff period, which is more than tripling, while the Regulated Asset Base (RAB) will almost double between 2023 and 2027 from 5,8 B€ to 10,3 B€ and that these numbers do only take into account already approved investments without any cost overruns.

One could wonder whether these investments should not be financed through other means (e.g. government budget) to avoid that yet again the electricity invoice becomes an alternative to general taxes to fund policy decisions as was already the case for a.o. subsidies for renewable energy.

Infrabel

“De kosten van Elia verdubbelen terwijl de dienstverlening ten aanzien van de eindverbruiker die de factuur moet betalen, dezelfde blijft, met name de beschikbaarheid van de aansluiting en het net, spanningskwaliteit en storingen. Dit komt omdat de meeste investeringen te maken hebben met politieke beleidskeuzes. De vraag kan dan ook gesteld worden of deze niet beter rechtstreeks door de overheid gefinancierd worden in plaats van deze kosten te verhalen op de eindverbruiker.”

FGTB-CGC-AB REOC

Etant donné l'importance sociétal du sujet, vu que cela affecte les coûts de transport pour l'ensemble des consommateurs, nous demandons l'organisation d'un débat parlementaire avec une intervention de la CREG et d'autres analystes afin de vulgariser les sujets de mettre en évidence les impacts réels tant des investissements prévus que des hausses de prix proposées sur les consommateurs

Visie Elia:

Wat de opmerking van FEBELIEC over de procedure voor de goedkeuring van de tarieven betreft, verwijst Elia naar het akkoord tussen de CREG en Elia van 22 december 2021, dat beschikbaar is op de website van de CREG en waarin de procedures voor de goedkeuring van de Tariefmethodologie en de tarieven worden beschreven. Elia wijst er

met nadruk op dat de door Elia voorgestelde wijzigingen van de tariefstructuur daadwerkelijk het voorwerp uitmaken van een openbare raadpleging, die moet plaatsvinden vóór de indiening van het Tariefvoorstel. De procedure voorziet vervolgens in een termijn van 125 dagen waarbinnen de CREG haar beslissing moet nemen. Het is echter onmogelijk te voorspellen of het voorstel tegen die datum volledig zal zijn goedgekeurd en of er een nieuw tariefdossier zal moeten worden ingediend op basis van de opmerkingen van de CREG. In geval van verwerping wordt deze termijn met 60 dagen verlengd. Elia kan enkel maar vaststellen dat de procedure voor het indienen en goedkeuren van de tariefvoorstellen, zoals vastgelegd in de Elektriciteitswet (art. 12, § 8 van de wet) en nader uitgewerkt in het akkoord tussen de CREG en Elia, voor de marktpartijen operationele moeilijkheden kan opleveren.

Wat betreft de opmerking van FEBELIEC en Infrabel over het financieringsmechanisme van de kosten in verband met de activiteiten van de transmissienetbeheerder, past Elia de relevante wettelijke bepalingen en het daaruit voortvloeiende regulatoire kader toe. Er zal uiteraard rekening worden gehouden met elke wijziging van deze rechtsgrondslagen die zou leiden tot een wijziging van de financiering van deze activiteiten.

Meer in het bijzonder wenst Elia enige nuancering aan te brengen bij de opmerking van Infrabel over het verband tussen de evolutie van de kosten en de diensten. Als federale en gewestelijke transmissienetbeheerder moet Elia de wettelijke opdrachten vervullen die aan haar zijn toevertrouwd. Die houden met name in dat Elia een nuttige bijdrage moet leveren aan de maatschappelijke ambities in verband met de energietransitie: wat tot uiting komt in een belangrijk investeringsprogramma om de toegang tot hernieuwbare energiebronnen uit te breiden, met name in de Noordzee, om de interconnecties en de 380kV-backbone te versterken, maar ook om de aansluiting van nieuwe productie- of opslageenheden en de elektrificatie van de industrie (waaronder deze van het spoornet) en het huishoudelijke verbruik mogelijk te maken. Daarbij komen ook nog belangrijke ontwikkelingen in het beheer van het elektriciteitssysteem, met name door de internationalisering ervan.

Wat de opmerking van de vakbonden en sociale verenigingen betreft, heeft Elia de procedures nageleefd die door de Elektriciteitswet en het daaruit voortvloeiende regulatoire kader zijn vastgesteld, zowel voor de opstelling van haar federale en gewestelijke Ontwikkelingsplannen als voor het Tariefvoorstel. Indien er een parlementair debat zou plaatsvinden, zijn we beschikbaar om gevraagde alle informatie verstrekken. Elia neemt ook regelmatig deel aan de Energiecommissie van het Federaal Parlement over de onderwerpen waarover deze commissie beslist, waaronder het Federaal Ontwikkelingsplan.

3 Reacties bij "Evolutie van kosten, opbrengsten, vergoeding en volumes"

3.1 Kosten

3.1.1 Met betrekking tot de algemene evolutie

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP

1) *We call for tight budgeting and rigorous monitoring and controlling of the costs of the TSO. As a regulated monopolist with a cost+ model, she has intrinsically little incentives to make lean budgets and has the possibility to transfer excess costs to the next tariff period.*

2) *Regrets that the public consultation documentation does not contain any concrete figure on the new tariffs and lacks the required amount of details to properly assess the key elements. Without such information, it is not possible for the grid users and market players to quantify the actual impact- of changes in the tariffs nor can they formulate specific comments with a view to achieving a balanced tariff proposal.*

BOP therefore proposes that at least the completed tariff matrices (with draft numbers) are published in the consultation report of this public consultation on the decisive elements and that a procedure on the determination of the tariffs is adapted to include a consultation on the completed tariff matrices.

Essenscia:

1) *Given the considerable impact on our competitiveness, we urge Elia to provide more transparency in the consultation note regarding the cost side (e.g., the increase in FTEs from 1500 to 2100, list of investment projects), and the social welfare side (e.g., specific benefits for Belgian grid users per proposed investment).*

2) *Elia requests to increase its internal work force with 600 people. Without any detailed analysis and argumentation it is not possible to assess this number. But an increase of 40% (based on the current~1500 employees) in the next four years seems particularly high and is to be justified in great detail by the TSO.*

FEBELIEC:

FEBELIEC is yet again surprised to see that Elia intends to add 600 new FTEs to its already existing 1500 FTEs, already in itself a substantial increase towards the tariff period 2016-2019, at a very high additional cost in a very constrained and competitive employment market. FEBELIEC insist that in the context of a regulated monopoly such as Elia's, it is important that all additional costs and FTEs are duly justified and validated.

Febeliec was also very much surprised to see that the costs for system management will more than quadruple, from 35 M€/year in 2020-2023 to 147 M€/year in 2024-2027, while no fundamentally better service is delivered to grid users and this despite massive investments in infrastructure and system management tools during the current tariff period.

FEBEG

FEBEG is surprised by the planned steep increase of the TSO staff and would welcome further elements justifying such an increase. In particular, FEBEG wonders whether the Elia's Customer Centricity Market Design is part of the explanation. In this case, FEBEG would like to know the financial consequences of CCMD on the tariff proposal.

FEBEG is of the opinion that details of the calculation behind the expected increase of transmission costs are missing preventing stakeholders to effectively evaluate the proposals in the consultation document regarding the transmission tariffs for the period 2024-2027. As a consequence, the information in the consultation note cannot be challenged.

VREG

In de voorliggende consultatienota wordt niet gespecificeerd op welke manier de kosten aan de verschillende infrastructuurniveaus worden toegewezen, welke principes daarbij toegepast worden, welke verdeelsleutels daarbij toegepast worden, Ook de verdere kostenallocatie tussen klantengroepen en tarieven (bijvoorbeeld tussen de standaardregeling en de flexibele regeling) wordt niet gespecificeerd.

In het kader van een transparante allocatie van kosten ijvert de VREG er dan ook voor om de toegepaste principes en verdeelsleutels te verduidelijken en te consulteren.

Elia spreekt ook van een paradigmaverschuiving waarbij de afname beter afgestemd wordt op de productie en verwijst in het kader van de sterk stijgende transmissienetkosten ook naar de meer geïnternationaliseerde, gedecentraliseerde en intermitterende hernieuwbare productie.

De VREG stelt zich de vraag of ook de kostenallocatie daarop afgestemd wordt en bestaande principes en verdeelsleutels (zoals de kostencascadering) opnieuw geëvalueerd worden in het licht van deze verschuivingen.

Visie Elia:

Met betrekking tot de opmerking van BOP over de controle op de redelijkheid van de kosten, verwijst Elia naar het ingevoerde regulatoire kader waarbij de CREG de redelijkheid van de door Elia gemaakte kosten controleert op basis van de criteria die in de Tariefmethodologie zijn vastgelegd. De kosten die de CREG niet redelijk acht, worden

niet gedekt door de tarieven. Daarnaast zijn er tariefstimulansen om de efficiëntie van beheersbare en beïnvloedbare kosten te verhogen. FEBELIEC dringt aan op de noodzaak van een verantwoording van de budgetten. Elia wijst erop dat de Tariefmethodologie in dat verband inderdaad bepaalt dat het gebrek aan verantwoording kan leiden tot de afwijzing van de betrokken kosten.

Specifiek voor de verhoging van het aantal FTE's heeft Elia in haar Tariefvoorstel een verantwoording per FTE opgenomen.

In de tariefperiode 2020-2023 werden belangrijke investeringen in het net gedaan om in te spelen op de toename van de internationale uitwisselingen, de ontwikkeling van variabele productiebronnen of de behoeften van de gebruikers. De komende jaren zullen deze trends nog versterken en nog grotere investeringen vergen opdat Elia de uitvoering van haar wettelijke opdrachten zou kunnen waarborgen. Deze tariefperiode markeert echter een bijzonder moment – dat onbetwistbaar een 'scharniermoment' kan worden genoemd – in de verwezenlijking van de energietransitie in België. De maatschappelijke ambities op mondiaal, Europees, nationaal en gewestelijk niveau om de opwarming van de aarde tegen te gaan door ons energieverbruik koolstofvrij te maken, zijn groot.

De nieuw aangeworven profielen zullen zich dus hoofdzakelijk wijden aan de volgende activiteiten:

Verwezenlijking van het ontwikkelingsplan van de infrastructuur:

Om dit nooit eerder geziene investeringsplan tot een goed einde te brengen, moet Elia de hele waardeketen van de 'grid delivery' versterken. Daarvoor hebben we nood aan experts die studies opstellen over de ontwikkeling van het net, projectleiders, ontwerpers en technische experts, projectportfoliobeheerders, aankopers, werfleiders en veldtechnici die voor de indienstname moeten zorgen.

Onderhoud van het net (asset management):

Ook de onderhoudsaankopen staan onder druk omdat de leveranciers grotendeels dezelfde zijn als deze die aan het investeringsplan werken. Ook zij hebben dus een tekort aan geschoolde arbeidskrachten. Dit vereist niet alleen dat de onderhoudscontracten meer dan vroeger worden uitbesteed, maar ook dat we op zoek moeten gaan naar nieuwe leveranciers en de uitvoering van de werkzaamheden beter moeten opvolgen.

Tot slot moeten er contracten worden afgesloten voor nieuwe offshore-onderhoudsactiviteiten met de ontwikkeling van het artificiële eiland en het materieel dat erop wordt geïnstalleerd.

Om nieuwe technologieën, zoals deze gebruikt voor de offshore infrastructuur, HVDC, IEC61850, te kunnen integreren, moeten experts worden ingezet voor het opstellen van bestekken en onderhoudsbeleidslijnen, alsook specifieke onderhoudsteams.

Beheer van het systeem

Er zullen extra mensen worden aangeworven om te zorgen voor de nodige transformaties in het systeembeheer: beheer van de toenemende complexiteit van de werking van het systeem, met een grotere behoefte aan digitale bijstand, internationalisering van bepaalde aspecten van het systeembeheer, enz. met het oog op de ontwikkeling van diensten waarmee een op de verbruiker gericht elektriciteitssysteem kan worden uitgerold. Voor deze activiteiten zijn deskundigen nodig, alsook een reeks profielen die de digitalisering van deze activiteiten mogelijk maken: experts, architecten, projectmanagers, ontwikkelaars, ...

Corporate activiteiten

Om al deze vakspecifieke activiteiten te ondersteunen, moet Elia sowieso ook de corporate teams versterken.

Het ontbreken van details ter verantwoording van de kosten, cijfers of tarieven, zoals opgemerkt door Essenscia, FEBEG en BOP, wordt verklaard door het feit dat de raadpleging betrekking had op de beslissende elementen van de in het toekomstige Tariefvoorstel beoogde wijzigingen, en niet op het bedrag van de budgetten of tarieven zelf, zoals bepaald in artikel 2, § 1, van de overeenkomst betreffende de procedure voor de indiening en goedkeuring van de tariefvoorstellen en tariefwijzigingen. Die laatste zullen ter goedkeuring aan de CREG worden voorgelegd bij de indiening van het Tariefvoorstel van Elia. Specifiek wat de investeringen betreft, verwijst Elia bovendien naar de verschillende Investeringsplannen op federaal en gewestelijk niveau en de regulatoire goedkeuringsprocedures die daarvoor specifiek zijn.

Ten slotte acht Elia het noodzakelijk dat de specifieke budgettering die zij voor al haar activiteiten uitvoert, niet openbaar wordt gemaakt. Elia voert een groot deel van haar activiteiten uit en laat deze uitvoeren door derden met wie zij contracten afsluit via aanbestedings- en mededingingsprocedures. Indien deze actoren op de hoogte zouden zijn van de budgetten die Elia eerder heeft opgesteld voor de uitvoering van de betrokken activiteiten, zouden hun offertes kunnen worden beïnvloed en een impact hebben op de indiening van zo concurrerend mogelijke offertes. De CREG heeft toegang tot de gedetailleerde budgettering van de verschillende kostenposten waarmee Elia rekening houdt om haar tariefvoorstel op te stellen en beoordeelt de redelijkheid ervan. In het kader van de openbare raadpleging over de elementen die het Tariefvoorstel 2024-2027 bepalen, heeft Elia dan ook getracht een evenwicht te vinden om de verschillende belanghebbenden zo goed mogelijk te informeren over de algemene evolutie die de kosten (maar ook de opbrengsten en de volumes) in het kader van het Tariefvoorstel zouden hebben, door gemiddelde cijfers per grote kostenpost te geven, in vergelijking met de kosten die tijdens de huidige regulatoire periode werden vastgesteld. Elia is ook van mening dat zij een aanzienlijke inspanning heeft geleverd op het gebied van transparantie ten opzichte van de doorslaggevende elementen van het Tariefvoorstel 2020-2023 dat zij in 2019 voor openbare raadpleging heeft ingediend.

3.1.2 Met betrekking tot de ontwikkeling van het net

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Essenscia

While we acknowledge that electrification and the development of renewables could require additional transmission investments, we are surprised of the steepness of this increase. The exact energy nor electricity mix is known, composing of both intermittent and dispatchable production. As more dispatchable production necessitates lower network investments, the assumed scenarios are crucial in the investment choices.

FEBEG

Stakeholders raised several concerns on the investment plan, especially as regards the untransparent and uncomplete cost-benefit-analysis. We also believe that it is essential that an investment plan of this magnitude is accompanied by a performance plan to monitor the economic, financial and operational performance of the investments to be made, while the societal benefits of these investments and their positive impacts should be quantified (e.g. in terms of expected reduction of electricity prices, reduction of system costs, reduction of CO2 emissions, etc.).

FGTB/CGC/AB REOC

Actuellement, un ménage moyen belge paie généralement un peu plus de 40€ HTVA/an de composante « transport d'électricité » sur sa facture.

Ce montant passerait donc à près de 80€/an HTVA au cours de la période 2024-27 et devrait encore augmenter par la suite vu les investissements majeurs prévus au-delà de 2027 (ex : Triton (interconnexion hybride de 1000 km de long pour relier les réseaux belge et danois et raccorder des parcs éoliens offshore), Nautilus (deuxième interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni), ...).

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs:

** De rappeler que la justice sociale est essentielle à l'acceptation sociale, et qu'une répartition équitable des avantages et des coûts est dès lors nécessaire. En ce sens, il est essentiel d'assurer la transparence et un débat public sur les coûts des infrastructures électriques, sur qui les supporte et à quelle hauteur.*

** Des analyses coûts-bénéfices détaillées devraient être réalisées et publiées pour les projets prévus. Nous regrettons que cela n'a pas été le cas pour les investissements qu'Elia envisage de réaliser en Belgique sur la période 2024-2027.*

** Qu'Elia contrôle et maîtrise l'augmentation attendue des coûts opérationnels liés aux nouveaux investissements*

** Que pour les infrastructures d'Elia à forte intensité de capital, il est important de maintenir les coûts de financement aussi bas que possible (par exemple, avec le financement à partir d'un instrument financier public via la banque publique Belfius) ;*

Visie Elia:

Met betrekking tot de opmerkingen van FEBEG en de vakbondsorganisaties over de kosten-batenanalyses verwijst Elia naar het proces van de opstelling van het federale Ontwikkelingsplan 2024-2027 (hierna FOP). Elia ontving soortgelijke opmerkingen tijdens de openbare raadpleging over het FOP. Elia heeft op deze opmerkingen geantwoord in het verslag van de openbare raadpleging¹ die in dit kader werd gehouden. Wij verwijzen met name naar de punten 3.5 Kosten-batenanalyses, 3.6.1 Tarieven en 3.7.2 Analyse van de varianten van het consultatieverslag. Elia heeft op verzoek van de FEBEG en verschillende partijen ook een analyse toegevoegd van de algemene voordelen van de belangrijkste projecten in het plan.

Wat de mogelijkheid betreft om een "prestatieplan" op te stellen, voorziet de Elektriciteitswet niet in een dergelijke verplichting voor Elia, maar de wet biedt de CREG voldoende reguleringsinstrumenten om deze aspecten op te volgen en te controleren. In dit geval zet de CREG een Tariefmethodologie op om de transmissienetbeheerder ertoe aan te zetten de evolutie van de kosten zo goed mogelijk te beheersen.

Wat de kosten-batenanalyses voor investeringen in de periode 2024-2027 betreft, verwijst Elia naar haar FOP 2020-2030. De projecten die tegen 2024-2027 moeten worden uitgevoerd, zijn in deze editie van het FOP immers meestal al ter goedkeuring voorgelegd met een kosten-batenanalyse.

Voor de wijze waarop in het FOP rekening werd gehouden met het advies van de CREG verwijzen wij naar het document "Reactie van Elia op het advies van de CREG" in de bijlagen van het consultatieverslag van het FOP.

Wat de financiering betreft, wenst Elia ook te benadrukken dat het, waar mogelijk, subsidies zal aanvragen/aangevraagd heeft om een deel van zijn grote infrastructuurprojecten te financieren. Het is zo dat ze reeds een subsidie van ~ 100 miljoen euro kreeg van het EU Recovery and Resilience Fund voor de bouw van het eilandgedeelte van het Princess Elizabeth Energie Eiland. Daarnaast past Elia de relevante wettelijke bepalingen en het daarvan afgeleide regulatoire kader toe. Elke wijziging van deze rechtsgrondslagen die zou leiden tot een wijziging van de toepassing van deze tarieven zal uiteraard in aanmerking worden genomen. Zo voorziet de Tariefmethodologie onder meer in de tariefstructuur en de geldende regels voor de

¹ De documenten betreffende deze publieke consultatie worden gepubliceerd op de website van Elia na goedkeuring van het FOP door de federale Minister van Energie

analyse van de redelijkheid van de kosten door de CREG.

Wat de investeringskosten betreft, wijst Elia erop dat deze ook moeten worden gerelativeerd met de systeemkosten die zouden voortvloeien uit de energietransitie en uit het niet investeren in het net

Elia kon benadrukken dat haar investeringsplan in staat moet zijn om de verwachte stijging van het industriële en residentiële verbruik tegen 2030 op te vangen, dat tegen 2030 met ongeveer 50% zal toenemen door de elektrificatie van de mobiliteit, verwarming en industriële processen in het algemeen. Dit plan zou tegen 2030-2035 in België een economische welvaart van 750 miljoen euro tot 1.200 miljoen euro per jaar moeten genereren, dankzij zowel de versterking van de internationale handelscapaciteit als de aansluiting van offshore windparken. Deze versterkingen zullen ook leiden tot een druk op de elektriciteitsprijzen in België in de orde van grootte van -10 €/MWh tot -15 €/MWh over dezelfde periode. Tegelijkertijd maken deze versterkingen een vermindering van de CO₂-uitstoot op Europese schaal mogelijk van -5 tot -7 Mton/jaar. Op die manier toont Elia aan dat de investeringen die vandaag in het transmissienet worden gedaan in de vorm van een verhoging van de transmissienettarieven, in feite investeringen zijn die een verlaging van de elektriciteitsprijzen van morgen mogelijk maken, in een context van energietransitie die essentieel is om de opwarming van de aarde te bestrijden en bij te dragen tot onze energieonafhankelijkheid

3.1.3 Met betrekking tot het beheer en de exploitatie van de netactiva

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Over “Het beheer en de exploitatie van de netactiva” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

3.1.4 Met betrekking tot het beheer van het systeem

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG

FEBEG is pleading for a change of approach for the handling of Federal grid losses and proposes a phased approach to ensure visibility and predictability before moving to the procurement of grid losses directly by ELIA for the next tariff period.

- In the short run, we ask Elia to provide more visibility and transparency in the manner how the Federal grid losses percentages are determined and how the regional supply gap is recouped from one year to another.

- For the upcoming tariff period (2024-2027), we request ELIA to fix the Federal yearly grid losses percentages for the whole tariff period

- In the long run, i.e. for the tariff period 2028-2031, FEBEG pleads to replace the existing compensation in kind system for the federal grid losses by a procurement system.

FEBELIEC

On the integration of new technologies, FEBELIEC could wonder to what extent such expensive endeavors should be conducted in the regulated environment of Elia and which future benefits will be there from this new technologies for the grid users who have funded the required research and development costs within the regulated perimeter of Elia, as it can be leveraged towards future projects not necessarily in the regulated perimeter. It is important to avoid cross-subsidization from the regulated to the non-regulated activities of Elia, while at the same time also ensuring that the Belgian grid users are not exposed to risks resulting from non-regulated activities

Visie Elia:

Met betrekking tot de compensatie van de federale netverliezen verwijst Elia naar het vigerende kader dat de contouren vastlegt voor het design en de werkwijze voor de compensatie van de federale netverliezen. Elia verwijst ook naar de uitgebreide studie die het in 2022 over de compensatie van de netverliezen heeft uitgevoerd. Deze studie werd toegelicht aan de marktpartijen en is beschikbaar op Elia's website.

In deze studie wordt uitvoerig toegelicht hoe zowel de compensatie van de regionale als de federale netverliezen in z'n werk gaat. Deze studie bevat ook uitgebreid cijferwerk met betrekking tot de voorbije jaren. In het bijzonder bekijkt de studie ook de mogelijke bijdrage van aankopen op korte termijn (day-ahead) ter aanvulling van de huidige mechanismen met als effect de supply gap te verminderen. In het kader van dit Tariefdossier wordt voorzien om in 2025 met deze aankopen op korte termijn van start te gaan. Elia blijft echter beschikbaar voor verdere duiding.

erder wenst Elia aan te stippen dat de compensatie van de netverliezen vanzelfsprekend deel uitmaakt van de jaarlijkse rapporteringen die Elia doet t.a.v. de CREG en dat de gebruikte methodes, in het bijzonder met betrekking tot de regionale verliezen en de waardering van surplussen en tekorten in de compensatie van de federale verliezen, gekend zijn bij de regulator.

In het kader van het tariefvoorstel is het de bedoeling de huidige methode voor het bepalen van federale verliespercentages te handhaven.

Met betrekking tot het design van compensatie van de federale netverliezen op de langere termijn (2028-2031) verwijst Elia eveneens naar de conclusies van bovenvermelde studie waarin de voor Elia relevante contouren en randvoorwaarden voor een eventuele wijziging van de huidige aanpak worden toegelicht. Elia acht zichzelf niet in de positie om te oordelen of aan alle voorwaarden voldaan is. In elk geval is het belangrijk aan te stippen dat een eventuele fundamentele wijziging van de aanpak meerdere jaren op voorhand dient geïnitieerd en bevestigd te worden, zoals ook geargumenteed in de studie.

Met betrekking tot de opmerking van Febeliec wijst Elia erop dat de CREG erop toeziet dat er een passende opsplitsing wordt gemaakt tussen de gereguleerde en de niet-gereguleerde activiteiten, met name via de redelijkheidscriteria die de CREG ter zake heeft opgesteld. In elk geval moet Elia het geldende regulatoire kader respecteren, met het risico dat de CREG verhindert dat bepaalde kosten door de gereguleerde activiteiten worden gedekt. Ten slotte mogen de transmissienettarieven geen kosten van niet-gereguleerde activiteiten dragen (en omgekeerd), om elke vorm van kruissubsidiëring te vermijden.

3.2 Opbrengsten

Over de “Opbrengsten” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

3.3 Regulatoire saldi

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC

On the regulatory accounts and the accumulated surplus of a few hundred million euros over the period 2019-2023, FEBELIEC can only insist that these amount are retributed as quickly as possible to the grid users in order to ensure that the impact of the current crisis is as much as possible alleviated, in order to avoid that the massive cost increase of Elia does not exacerbate the hardship already encountered by grid users.

FGTB-CGC-AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

** D'éviter toute réalisation de surprofits par le gestionnaire du réseau de transport*

Visie Elia:

FEBELIEC vraagt om de regulatoire saldi zo snel mogelijk terug te geven. In haar Tariefvoorstel heeft Elia voorzien in de volledige teruggave van de tariefsaldi uit de periode 2019-2022 in de budgetten van het jaar 2024 (of voor een klein deel op de begrotingen van het jaar 2025 indien een harmonieuzere evolutie van het profiel van de tarieven tijdens de reguleringsperiode mogelijk maakt dit vereist).

Met betrekking tot de opmerking van de verschillende vakbonden en sociale organisaties verwijst Elia naar het regulatoire kader voor de tarieven: dit kader voorziet in een Tariefmethodologie die gebaseerd is op het principe cost+, met een controle door de CREG van de budgetten en kosten. Het eventuele verschil tussen de door de CREG goedgekeurde budgetten en de door de CREG redelijk geachte kosten uitgezonderd de

beheersbare kosten wordt vervolgens via een in de Tariefmethodologie gedefinieerd mechanisme van regulatoire saldi opnieuw toegekend aan de tarieven.

3.4 Vergoedingen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG

FEBEG is of the opinion that:

- *no incentives should be imposed for activities that are part of the core task of the system operator and that the system operator has to perform anyway.*
- *not only a bonus, but also a malus should be provided.*
- *the incentives should also be measurable and verifiable: for example, it should be clear that the system operator will not receive a bonus if it does not improve its service, but only maintains it at its current level*
- *market parties should be more involved in the establishment of the incentives (no “pro-forma” consultation) so that the proposed measures actually benefit for the whole society.*

Finally, the methodology foresees between 4 and 6 projects to be considered for the incentive. FEBEG does not see any reason why ELIA should not submit six projects per year.

FEBELIEC

Concerning the proposal to include incentives in het tariff structure, FEBELIEC reiterates its standing position that in principle no incentives should be given for tasks that fall under the core tasks and legal or regulatory obligations of Elia, but from a pragmatic point of view can understand that incentives can have a beneficial effect. Nevertheless, all incentives should be just and proportionate and the objectives should deliver clear value for the Belgian grid users. Moreover, the tariff methodology allows for up to six projects to be covered yearly by the incentive structure for timely delivery. FEBELIEC notices that Elia has only included four projects (and for one year five projects) under this scheme and insists that, especially with the very ambitious investment program proposed by Elia, that for each year the full potential of six projects are included, to ensure that the according to Elia needed projects are delivered on time (and preferably also within budget).

FEBELIEC

Concerning the return of Elia on its RAB, FEBELIEC insists that for a regulated monopoly with guaranteed recuperation of approved costs during the tariff period or via regulatory accounts, and as already indicated during previous discussions on this topic, the rate of return should not be equivalent as for a non-regulated monopolist, as the risk exposure for shareholders is much lower. With a beta below 1, Elia also shows that it is a safe haven for investors, even more so during periods of economic instability and the rate of return should also reflect this lesser cost exposure to ensure a fair remuneration in balance with costs for grid users.

FGTB-CGC-AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

**Que la rémunération des actionnaires d'Elia soit maintenue au strict minimum nécessaire pour permettre le financement du programme d'investissement et vu qu'une partie significative du capital d'Elia est détenu par des organismes financiers détenus par les pouvoirs publics (PUBLI-T, Publipart, Intefin et Belfius Insurance), que cette rémunération tienne compte des difficultés rencontrées par les consommateurs les plus vulnérables pour payer leurs factures d'électricité.*

**À tout le moins, en période de prix élevés de l'énergie et de précarité énergétique croissante, le paiement des dividendes devrait être suspendu afin de maintenir les tarifs pour les consommateurs aussi bas que possible ET de garantir la création des réserves indispensables pour les futurs investissements nécessaires pour assurer la transition*

Visie Elia:

Met betrekking tot het eerste deel van de opmerkingen van FEBEG en FEBELIEC over het kader van de stimulansen in het algemeen, benadrukt Elia dat de stimulansen bedoeld zijn als aanvulling op de vaste vergoeding waarin in de Tariefmethodologie is voorzien, teneinde een redelijk vergoedingsniveau te bereiken dat Elia in staat moet stellen de nodige eigen fondsen aan te trekken voor de uitvoering van haar wettelijke opdrachten, en tegelijk prioriteiten vast te stellen voor acties die in het belang zijn van de netbeheerder en de samenleving in het algemeen. Bovendien benadrukt Elia bepaalde elementen van het antwoord door de CREG gegeven tijdens de openbare raadpleging over de Tariefmethodologie:

- "De CREG merkt op basis van haar ervaring uit het verleden op dat [de invoering van een malus] geen onontbeerlijke voorwaarde is."
- "De CREG wijst erop dat de vergoeding van de netbeheerder in haar geheel moet worden beoordeeld, met andere woorden door de billijke winstmarge op te tellen bij het resultaat van de stimulansen: een lagere billijke winstmarge in combinatie met stimulansen in de vorm van bonussen kan dus tot dezelfde resultaten leiden als een hogere billijke winstmarge in combinatie met beperktere stimulansen in de vorm van een bonus/malus."
- "De CREG wenst de marktdeelnemers te betrekken bij de ontwikkeling van de

stimulansen. De huidige raadpleging had betrekking op de hoofdlijnen van de stimulansen die in de periode 2024-2027 zal worden toegepast: de details daarvan zullen tegen het einde van dit jaar aan een openbare raadpleging worden onderworpen. De CREG heeft echter reeds een eerste indicatie gegeven van het merendeel van de details van deze regulering met stimulansen in een nota die zij in het kader van deze raadpleging heeft gepubliceerd: de marktdeelnemers hebben dus verschillende maanden de tijd om hierover na te denken en, indien nodig, met de CREG hierover in interactie te treden. Tot slot herinnert de CREG eraan dat bepaalde stimulansen elk jaar het voorwerp uitmaken van een ontwerpbesluit dat voor openbare raadpleging wordt voorgelegd."

- "De CREG deelt uiteraard de mening van de respondenten over de noodzaak om het bedrag van de stimulansen te berekenen op basis van meetbare en controleerbare gegevens."

Wat vervolgens de standpunten van FEBEG en FEBELIEC betreft over het aantal projecten dat deel uitmaakt van de stimulans voor tijdige voltooiing, heeft Elia de bepalingen van de Tariefmethodologie in artikel 24, § 1, 3) nageleefd.

Tot slot werden door FEBELIEC en de vakbonden en sociale organisaties opmerkingen gemaakt over het niveau van de vergoeding. In de Elektriciteitswet is bepaald dat de Tariefmethodologie – die de vergoedingsparameters vastlegt – moet worden opgesteld volgens de volgende richtlijn: "de normale vergoeding van in de gereguleerde activa geïnvesteerde kapitalen moet de netbeheerder in staat stellen om de noodzakelijke investeringen voor de uitoefening van haar opdrachten te verwezenlijken". De CREG heeft de Tariefmethodologie en de vergoedingsparameters in juni 2022 vastgelegd, na een procedure die in de eerste helft van hetzelfde jaar plaatsvond.

Tijdens de volgende regulatoire periode 2024-2027 zal Elia als transmissienetbeheerder (federaal en gewestelijk) met grote uitdagingen worden geconfronteerd om de grote maatschappelijke ambities inzake energietransitie waar te maken. Dit komt tot uiting in een belangrijk investeringsprogramma om de toegang tot hernieuwbare energiebronnen uit te breiden, met name in de Noordzee, om de interconnecties en de 380kV-backbone te versterken, maar ook om de aansluiting van nieuwe productie- of opslageenheden en de elektrificatie van de industrie en het huishoudelijke verbruik mogelijk te maken. Daarbij komen ook nog belangrijke ontwikkelingen in het beheer van het elektriciteitssysteem, met name door de internationalisering ervan. Voor de financiering van deze in de federale en gewestelijke ontwikkelingsplannen goedgekeurde investeringen en in overeenstemming met het bestaande regulatoire kader zal Elia een beroep moeten doen op eigen middelen (ten belope van 40% van haar behoeften) en op leningen (ten belope van 60% van haar behoeften).

Het rendement op dit eigen vermogen zal voldoende aantrekkelijk moeten zijn om de bestaande aandeelhoudersbasis te behouden, maar, meer nog, om nieuwe aandeelhouders aan te trekken, in een context waarin alle netbeheerders (Belgische en

Europese) zich ook voorbereiden op grote investeringsprogramma's.

We moeten vaststellen dat de economische context ingrijpend is veranderd sinds het begin van de procedure voor de vaststelling van de Tariefmethodologie, met name als gevolg van de door Rusland in Oekraïne begonnen oorlog, de hoge inflatie en de ongekende stijging van de interestvoeten. Het destijds vastgestelde kader is ten opzichte van de nieuwe marktvoorwaarden niet aantrekkelijk genoeg meer om de financiering te ondersteunen van de investeringen die nodig zijn voor het welslagen van de door België nagestreefde energietransitie.

Tegen de achtergrond van de recente ontwikkelingen en gezien de omvang van het investeringsplan dat moet worden uitgevoerd om in te spelen op de behoeften die zijn geïdentificeerd om het transmissienet voor te bereiden op de vereisten van de energietransitie, en rekening houdend met het feit dat de wet bepaalt dat de Tariefmethodologie de ontwikkeling van het net in overeenstemming met het Ontwikkelingsplan mogelijk moet maken, en niet omgekeerd (art. 12, § 3, 3° van de Elektriciteitswet), heeft Elia geen andere keuze dan in het Tariefvoorstel een verhoging van de verwachte vergoeding op te nemen om de aantrekkelijkheid van het kapitaal dat nodig is voor de uitvoering van de Ontwikkelingsplannen te verzekeren.

3.5 Volumes

3.5.1 Met betrekking tot de hypothese in verband met de netbelasting bij een vraag naar elektriciteit

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BSTOR:

If our interpretation is correct, off-take from existing and future grid connected storage is not taken into account for determining the total off-take (based on load only) and injections (based on production only) on the grid assumed in the methodology. When computing the grid tariffs needed to compensate for the regulated costs, storage is therefor considered as fully exempted, while in reality it isn't, except for the specific exemptions foreseen by the tariff methodology.

Visie Elia:

De berekening van de belasting bevat ook een raming van de afname en de injectie van de opslageenheden. In de tariefberekening worden de afname en de injectie afzonderlijk berekend. De geraamde afname- en injectievolumes voor de opslageenheden zijn geheel of gedeeltelijk vrijgesteld van de transmissietarieven, zoals beschreven in de Tariefmethodologie.

Essenscia

Elia's cost increase is partly based on a strong electricity offtake growth towards 2027 (+20,3% compared to 2022). We question the steepness of the offtake increase that is projected for multiple reasons. First, while we do consider electrification as one of the important enablers for the energy transition, our industry requires 24/7 baseload for its operations. A mere electrification scenario based on mainly intermittent electricity would not lead to a competitive or workable outcome for baseload energy intensive industries. Therefore, transition paths with low-carbon molecules and carbon capture and storage should be included. Elia's proposed scenario seems to be overenthusiastic in the speed and proportion of the electrification path on the short term without a balanced assessment of the economic feasibility for society as a whole, nor for industrial consumers in particular. Finally, investment decision making and infrastructure deployment take time, particularly in an industrial setting with electrification processes having a substantial impact on costs and on the production process itself.

FEBELIEC

FEBELIEC does not put in question as such the future electrification, but wonders whether Elia does not overestimate the rate of electrification, which could be slower than estimated (see also below on Elia's estimates for electricity consumption). On the major challenges listed by Elia regarding the realization of its investment program, FEBELIEC insists that especially for a regulated monopolist it is adamant that all elements are duly justified and validated.

Visie Elia:

De ramingen van de belasting werden berekend in het kader van de publieke consultatie over de methodologie, de basisgegevens en -scenario's voor de studie van de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2024-2034 met inbegrip van de scenario parameters voor de "Low Carbon Tender" voor 2024-25². Naar aanleiding van vragen van de marktpartijen en de actualisering van de gegevens begin 2022 werd de berekening van de belasting herzien in het verslag over de raadpleging³. De hypothesen voor deze berekening zijn opgenomen in § 5.3. Elia heeft van de grootste industriële sectoren met impact op de toename van de elektrificatie een raming ontvangen van de elektrificatie in de komende jaren en heeft deze ramingen opgenomen in haar berekening van de belasting. De meeste elektrificatie-ambities zijn reeds opgenomen in aanvragen van detailstudies.

3.5.2 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de netto-energie

Over de “Hypothesen in verband met netto-energie” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

3.5.3 Met betrekking tot de hypothesen in verband met het vermogen

Over de “Hypothesen in verband met het vermogen” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

3.5.4 Met betrekking tot de hypothesen in verband met de injectie

Over de “Hypothesen in verband met de injectie” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4 Reacties bij “Algemene principes betreffende de allocatie van kosten en de tarieven”

4.1 Algemeen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BSTOR

“BSTOR requires that the tariffs strictly comply with the ban on discrimination of storage against production. The whole tariff structure is flawed to this respect: tariffs are defined only for injections and off-take, and apply “by default” in both directions to storage, except for specific exemptions which is precisely a definition of “double charge” causing discrimination of storage against production. Next to off-take and injection, a third “tariff class” should therefore be defined for storage (with a dedicated access point), enabling a true reflection about the fair (and non-discriminative versus production) share that storage should bear in the grid costs.

Without a significant change in the tariff methodology, the discrimination against BESS in the current methodology will only increase, with prices, surcharges and taxes set to increase significantly.”

FEBELIEC

1) increase in Elia grid tariffs will disproportionately impact direct clients compared to distribution grid users as the share of the Elia tariffs in the latter is much lower and continuously eroded by increasing local production in the distribution grids, while the intermittent character of most of that distributed production is one of the main drivers for needed grid investments as well as increased system management costs.

2) FEBELIEC wants to refer to the fact that in the neighbouring countries industrial consumers matching specific profiles (stable, predictable, anti-cyclical, large, ...) benefit from substantial reductions in their transmission tariffs, thus rewarding their contribution to grid stability and integrity, while this is not the case in Belgium, thus leading to an on-going substantial competitive disadvantage, as can be seen in several studies conducted over the last decade.

3) Moreover, art12 §5 26° also states that for maintaining the competitiveness of “electro-intensive” (sic) grid users the allocation of costs of the modular offshore grid between the different categories of grid users is taken into account, which does not seem to be the case at this moment

Nyrstar

“We merken op dat de energietransitie leidt tot significant hogere kosten voor Elia. We verwachten uiteraard dat Elia zo efficiënt mogelijk werkt, maar dat er veel investeringen

nodig zijn stellen we niet ter discussie. De vraag is wel of al die extra kosten op de elektriciteitsverbruiker moeten verhaald worden. Energieverbruikers moeten immers gemotiveerd worden om te elektrificeren, dus elektriciteit moet competitief zijn ten opzichte van andere energiedragers. Bovendien opereren Belgische bedrijven in een wereldmarkt en is het belangrijk dat zij competitief blijven ten opzichte van andere werelddelen en ten opzichte van andere Europese landen.”

Virya

“In haar Tariefmethodologie 2024 – 2027 die de CREG op 30 juni 2022 heeft goedgekeurd, lijkt deze laatste een vrijstelling van transmissienettarieven voor te behouden aan installaties voor de opslag van elektriciteit. Hiermee lijkt de CREG gevolg te geven aan artikel 12, §5, 27° van de Elektriciteitswet.

Voorstel tot uitbreiding vrijstelling energieopslag

1) Virya Energy meent dat dit niet consistent is met het regelgevend kader en in het bijzonder met de recente toegenomen focus voor alternatieve energiedragers, en dit zowel op het Belgische als op het Europese niveau. Daarom stelt Virya Energy voor om het toepassingsgebied van deze vrijstelling uit te breiden naar andere vormen van energieopslag zoals Power to Gas (PtG) installaties.

2) Door het huidige opzet van de vrijstelling van transporttarieven voor elektriciteitsopslag worden faciliteiten voor energieopslag op een discriminerende wijze behandeld. Virya Energy meent dat deze discriminatoire behandeling lijnrecht ingaat tegen de recente ontwikkelingen op Europees niveau.

3) Om de economische haalbaarheid van PtG installaties te stimuleren is een vrijstelling van de transporttarieven aangewezen. Een tijdelijke maatregel voor de eerste projecten (pilotprojecten) zou een belangrijke bijdrage kunnen leveren in de ontwikkeling van deze projecten.

Transparantie, niet-discriminatie:

We willen dan ook streven dat de tarieven op een transparante, niet-discriminerende wijze worden opgesteld, waarbij rekening zal worden gehouden met de impact van de energietransitie.”

Hierbij willen we toch onze bezorgdheid meegeven dat een verhoging van de tarieven een directe negatieve impact heeft op de toekomstige PtG installaties, die mee zullen instaan voor het realiseren van deze energietransitie.

VREG

De Vlaamse distributienetgebruikers vertegenwoordigen ongeveer 45 procent van de piekbelasting op het transmissienet. Zij betalen dan ook het merendeel van de transmissienetkosten en hun aandeel zal door de vooropgestelde wijzingen mogelijks nog toenemen. Zij hebben dit echter niet zelf in de hand en kunnen ook niet reageren op de prijssprinkels die Elia bijkomend wil geven. De transmissienettarieven zijn immers niet

rechtstreeks van toepassing op hen. Ook de technische mogelijkheden en de complexiteit van een tariefstructuur met verschillende capaciteitstermen en tijdselementen zijn aandachtspunten.

De VREG stuurt aan op bijkomend overleg tussen de netbeheerders en regulatoren om de bestaande en voorziene tijdsafhankelijke prijzen en tarieven op elkaar af te stemmen.

FEBEG

FEBEG recommends the CREG and ELIA to review in the framework of the tariff methodology for grid tariffication of storage facilities and extend the exemption mechanism in place.

FGB-CGC – AB REOC

Il importe dès lors pour les plus petits consommateurs :

** Que si des mécanismes de réduction des tarifs de transport sont adoptés pour les entreprises électro-intensives, leur coût ne soit pas répercuté sur les plus petits consommateurs*

Visie Elia:

Allocatie tussen soorten klanten

Wat betreft de opmerkingen van FEBELIEC, Nyrstar en Vyria over non-discriminatie en de allocatie van kosten tussen de verschillende soorten klanten, benadrukt Elia dat de geplande investeringen worden bepaald per spanningsniveau en dat, ongeacht het type belasting, het allocatiemechanisme voor die belastingen ontworpen is op basis van een 'kostenwaterval', van het hoogste niveau naar het laagste. De lagere spanningsniveaus dragen dus bij tot de financiering van de investeringen in de hogere spanningsniveaus die nodig zijn om de lagere spanningsniveaus te voeden. Op die manier worden klanten die rechtstreeks aangesloten zijn op hogere spanningsniveaus niet onevenredig zwaar getroffen.

Energienorm

Voor de energienorm (algemeen of uitsluitend van toepassing op het MOG) verwijst Elia naar het desbetreffende advies van de CREG. Elia kan niet op voorhand rekening houden met taken die het reglement haar niet specifiek zou hebben toegewezen. Tot slot heeft de procedure van artikel 22bis van de Elektriciteitswet voor zover Elia weet nog niet geleid tot de invoering van een energienormmechanisme dat een invloed kan hebben op de manier waarop het Tariefvoorstel wordt voorbereid.

Elia verwijst ook naar haar antwoord met betrekking tot de financieringsalternatieven in hoofdstuk 2.

Energieopslag

Elia wijst erop dat de Tariefmethodologie voorziet in een vrijstelling van de transmissietarieven voor energieopslageenheden die zijn aangesloten op het transmissienet of op een elektriciteitsnet met een transmissiefunctie. Elia verwijst naar artikel 4 van de Tariefmethodologie en citeert de CREG:

“Bij toepassing van artikel 12, § 5, 27° van de Elektriciteitswet heeft de CREG een apart tariefregime vastgesteld om de opslag van elektriciteit aan te moedigen. De installaties voor elektriciteitsopslag die in aanmerking komen om dit apart tariefregime te genieten, zijn die waarvan de injecties en afnames niet het voorwerp zijn, wat betreft de facturering van de transmissietarieven, van 'netting' met de injecties en/of afnames van een andere netgebruiker, zoals een industriële gebruiker en/of een productie-eenheid. Zoals de CREG aantoonde in deel VI.1.1.3 van haar studie (F)14125, ondergaat de rentabiliteit van de opslaginstallaties die aangesloten zijn achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, veel minder de impact van de facturering van transmissietarieven in vergelijking met een installatie voor elektriciteitsopslag die rechtstreeks is aangesloten op het transmissienet. In vergelijking met een rechtstreekse aansluiting op het transmissienet kan een batterij met een rendement van 90 %, indien ze is aangesloten achter de meter van een gebruiker met een voldoende verbruik, de variabele kosten die verband houden met zijn afname door een factor van 10 delen en de variabele kosten in verband met zijn injecties volledig wegwerken”

Elia vindt de opmerkingen van BSTOR over deze vrijstelling, die gedurende de hele tariefperiode van kracht zal zijn voor alle energieopslageenheden die op het transmissienet zijn aangesloten (inclusief de bestaande opslageenheden), niet relevant.

Voor de invoering van vrijstellingen voor andere soorten installaties (bijv. P2G, zoals voorgesteld door Virya of FEBEG) past Elia de geldende wetgeving toe. Als deze bepalingen zouden wijzigen, zal Elia daar rekening mee houden bij de toepassing van haar tarieven.

Distributienetbeheerder

De distributienetbeheerders integreren de verwachte stimulansen in de transmissietarieven op een endogene manier. Elia benadrukt dat er in het verleden al gedragsveranderingen als gevolg van tarifaire stimulansen zijn vastgesteld (aanpassing van de door de distributienetbeheerders gecontracteerde beschikbare vermogens). De transmissienetbeheerder blijft ervan overtuigd dat de integratie van flexibiliteitsoplossingen op het niveau van de eindgebruikers en een blootstelling aan de dynamische prijs eindgebruikers zullen helpen om zich in de toekomst nog dynamischer op te stellen.

iets belet de distributiesysteembeheerders om sommige van de op transmissieniveau toepasselijke concepten ook op te nemen in hun tariefstructuurvoorstellen met betrekking tot de cascade-transmissietarieven voor hun netgebruikers, uiteraard op voorwaarde dat zij binnen het toepassingsgebied vallen van en ondersteund worden door de bestaande wettelijke en regelgevende kaders. Dit zou de

distributienetbeheerders meer controle geven over het stimulerende karakter van bepaalde onderdelen van het transmissietarief.

4.2 Allocatie tussen injectie en afname

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP

“We regret the lack of details provided in the report of the benchmark study (in Annex 1), especially compared to the report of the benchmark study of 2019. We therefore question if the proposed benchmark is comparing apples with apples, as the different countries apply strongly different tariff structures to allocate grid related costs.

BOP proposes to:

- Exclude UK from the benchmark*
- Offer full transparency on the methodology of the benchmark, taking into account all elements of grid costs*
- An gradual annual adjustment of the injection tariff”*

FEBEG

1) FEBEG members are particularly worried about the evolution of the injection tariff: which could increase by 166% in 2024, reaching 1,65 €/MWh according to the benchmark performed by ELIA. However, FEBEG observes that injection tariffs of our neighbours (France, the Netherlands, Luxembourg and Germany) are expected to stay at 0 or close to 0 €/MWh. FEBEG rejects the conclusion of the benchmarking which is flawed by the considered countries and technologies and distorts the level playing field of the Belgian gas-fired power plants, ultimately undermining the Belgian security of supply of the country. FEBEG does not agree with the conclusion of the benchmarking study and with the proposal of ELIA to limit the injection tariff to 1,65 €/MWh. FEBEG therefore pleads to keep the injection tariff at maximum its current level.

FEBEG also does not agree with the following statement of Sia Partners: “With an injection tariff increase up to 1,65 €/MWh, which is the average tariff in the benchmark, Belgian injection tariffs would remain in line with neighbouring European countries, with an injection cost remaining lower than the average. The impacts on the overall generators’ competitiveness should be deeply assessed”.

The level of 1,65 €/MWh is clearly above the one of France, Netherlands, Germany, Luxembourg (UK being an outlier not to be considered as explained above). This statement is therefore incorrect. However, we do support the fact that the competitiveness impact of such proposal has not been carefully assessed.

FEBEG therefore require a benchmarking of neighbouring European countries based on the injection tariffs applied on CCGTs and removing the outliers such as UK.”

2) FEBEG would like to emphasize that the introduction of any tariff for generators, in EUR/MWh or in EUR/MW, undermines the Belgian adequacy in a downwards spiral as it aggravates the competitiveness of Belgian power plants compared to power plants in neighbouring countries (Netherlands, Germany, Luxemburg and France).

FEBELIEC

1) Concerning injection, FEBELIEC wonders to what extent the impact of the prolongation of two (or more) nuclear plants will impact the injection tariffs income, also taking into account that these nuclear plants might be running throughout the entire tariff period without winter interruption periods.

2) FEBELIEC takes note of the benchmarking Elia has conducted for the injection tariff for generation units in Belgium. FEBELIEC also observes that Elia has yet again not conducted such exercise for consumers, in particular industrial consumers, as the results would have been very interesting.

3) FEBELIEC supports that Elia wants to allocate 50% of the reservation costs of balancing capacity and black start to generation and wonders why this allocation principle is not applied to all grid costs and tariffs, as it is clear that generation/injection benefits from the availability of a transmissions grid as much as load. FEBELIEC insist that, in case the underlying tariffs would surpass the outcome of the benchmark analysis for injection tariffs, the maximum injection tariff is applied, as grid users taking off from the grid will then still, as in all previous periods, continue to bear a disproportional part of the overall Elia cost burden.

VREG

De VREG vraagt dat bij de bepaling van de injectietarieven op transmissieniveau ook rekening gehouden wordt met de tarifaire bepalingen op distributieniveau. In de Europese bepalingen wordt immers voorgeschreven dat “teneinde voor een gelijk speelveld voor alle marktdeelnemers te zorgen, moeten nettarieven zodanig worden toegepast dat niet op positieve of negatieve wijze wordt gediscrimineerd tussen op distributieniveau aangesloten productie en op transmissieniveau aangesloten productie”.

Visie Elia:

Hoewel Groot-Brittannië zich na de Brexit uit de SDAC/SIDC-markten heeft teruggetrokken, wordt dagelijks nog stroom uitgewisseld tussen België en het Verenigd Koninkrijk via de interconnector Nemo Link. De elektriciteitsprijzen die in Groot-Brittannië toegepast worden beïnvloeden dus de prijzen in de buurlanden (net zoals de prijzen in Frankrijk of Duitsland de Belgische prijzen beïnvloeden). Daarom is het nuttig om Groot-Brittannië op te nemen in het benchmarkpanel. Groot-Brittannië uitsluiten, zou volledig arbitrair zijn en leiden tot een vertekende analyse.

Opgemerkt zij dat door de analyse te beperken tot de buurlanden (Frankrijk, Luxemburg, Duitsland, Nederland en Groot-Brittannië), zoals voorgesteld door BOP en FEBEG, de

gemiddelde injectietarieven in de perimeter in kwestie zouden stijgen tot 3,85 €/MWh (2,92 €/MWh wanneer alleen de STEG's worden bekeken) in plaats van 1,65 €/MWh op het gemiddelde van het volledige panel in de benchmark. De impact van de buurlanden kan als overheersend beschouwd worden. Het is echter duidelijk dat, volgens de huidige marktregels, de impact van de overige landen in kwestie ook aanzienlijk is. Daarom lijkt het gepast om een groter gebied te analyseren. Bij de benchmarking moet namelijk niet alleen rekening worden gehouden met de buurlanden, maar met alle landen waarvan de centrales concurreren met de centrales in België.

De tarieven in de benchmark voor Groot-Brittannië lijken hoog in vergelijking met andere tarieven, en in het bijzonder in vergelijking met de tarieven in België voor de periode 2020-2023. Het is echter belangrijk om te benadrukken dat deze tarieven in januari 2022 zijn gepubliceerd en beïnvloed zijn door de stijging van de energieprijzen in 2021 en 2022, die geleid heeft tot een stijging van de balanceringskosten en de kosten voor compensatie van de netverliezen van de Delivering Trading Units. Zonder te willen vooruitlopen op de toekomstige ontwikkelingen, versterkt de opname van de conjuncturele impact in dit tarief de aanname dat dit element in de vergelijking moet worden opgenomen.

Om op de vraag van BOP om meer details te geven te antwoorden, wordt er gerefereerd naar de fiches met de verschillende tariefmethodologieën van de verschillende landen die in de benchmark worden geanalyseerd. Het zou zinloos zijn om de tarieven waarop de benchmarking betrekking heeft strikt te interpreteren, het is het geheel van transmissietarieven die een impact kunnen hebben op de concurrentievermogen van de elektriciteitsproductie in België zouden immers met elkaar vergeleken moeten worden. Hoewel tariefstructuren per land verschillen, zijn de injectiekosten gestandaardiseerd aan de hand van een productie-eenheid met een capaciteit van 400 MW en een vlak productieprofiel. Om dit productieprofiel vast te stellen, werd rekening gehouden met de belastingsfactoren van elke productietechnologie. Aangezien de injectietarieven niet dynamisch zijn, heeft de keuze voor een vlak profiel geen invloed op de resultaten van de analyse.

Het analyseren van verschillende productietechnologieën, en niet alleen STEG's, wordt gerechtvaardigd door het feit dat de energietransitie tot ingrijpende veranderingen leidt in de energiemix. Bij het opstellen van de benchmark werd geen rekening gehouden met kernenergie, gezien de geplande sluiting van de centrales in 2025. Het spreekt voor zich dat sommige beleidskeuzes bepaalde technologieën stimuleren of afremmen. Dit is met name het geval voor gascentrales in Noorwegen, waarvoor een extra koolstofbelasting is ingevoerd. Om met deze aspecten rekening te houden, worden de nationale injectiekosten echter gewogen naar de geïnstalleerde productiecapaciteit voor elke technologie in kwestie. Bijgevolg wordt in de benchmark aandacht besteed aan elke productietechnologie en worden de verschillende technologieën voor een aantal landen met elkaar vergeleken. Zo kan de lezer de verschillen tussen de productietechnologieën beter vaststellen.

Wat betreft de vraag van FEBELIEC, benadrukt Elia dat bij de raming van de energievolumes (en dus de facto bij de vastlegging van het injectietarief) rekening wordt gehouden met de nucleaire verlenging. De toepassing van de allocatiemethode die is vastgelegd in de Tariefmethodologie leidt echter tot de toepassing van het tarief dat in de benchmark is bepaald, en dit voor de vier jaar van de tariefperiode. Het is dus niet mogelijk om een progressief tarief in te voeren, zoals BOP voorstelt.

De energievolumes die over de betrokken jaren door de nucleaire eenheden worden geïnjecteerd, leiden tot een verhoging van de kosten voor de Reserve en Black Start-kosten die door het injectietarief worden gedekt, en dus tot een verlaging van het saldo van deze kosten dat ten laste van de afname wordt gebracht.

Wat betreft de toepassing van hetzelfde allocatieprincipe voor alle tarieven (zoals voorgesteld door FEBELIEC), benadrukt Elia dat er geen reden is om extra injectietarieven te bepalen, aangezien het maximale injectietarief voor de allocatie van reserve- en 'black start'-kosten is bereikt.

Elia herinnert er ook aan dat de Tariefmethodologie niet voorziet dat een benchmarking wordt opgesteld voor de tarieven voor afname.

Wat betreft de opmerking van de VREG, onderstreept Elia dat de Europese voorschriften kunnen worden nageleefd door bij de vaststelling van de distributienettarieven rekening te houden met de injectietarieven op transmissieniveau.

Sinds 2012 past Elia een injectietarief toe op basis van het Tariefvoorstel 2012-2015 voor het transmissienet voor elektriciteit, zoals gecorrigeerd na het arrest van het Hof van Beroep van Brussel van 6 februari en volgens de Voorlopige Tariefmethodologie, die al meer dan 10 jaar bekend zijn.

4.3 Aansluitingstarieven

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP

In the period 2020-2023 a new and specific tariff for offshore connection fields was introduced. BOP still believes that the creation of such a specific tariff is unreasonable and discriminatory for grid users with offshore connection fields, especially as the tariff methodology takes into account an additional risk premium to cover additional risks during the depreciation period of the Modular Offshore Grid I.

Visie Elia:

Elia verwijst met name naar de publieke consultatie over het tariefvoorstel 2020-2023. Elia herinnert eraan dat volgens haar een deel van de MOG-platformen die zij zal beheren specifiek zal dienen voor de aansluitingen van de windparken die zijn aangesloten op het MOG en dat de overeenstemmende kosten moeten worden

toegewezen aan het aansluitingstarief van deze installaties. De in aanmerking te nemen kosten zullen overwegend betrekking hebben op infrastructuurkosten die eigen zijn aan het deel van de aansluitingen op deze platformen. Deze kosten zullen identificeerbaar zijn en toewijsbaar zijn aan de betrokken aansluitingen. De door het BOP vermelde risicopremie moet van die kosten worden onderscheiden. Deze hangt namelijk samen met de financiële risico's van de investering in het Modular Offshore Grid en komt bovenop de vergoeding van de aandeelhouders.

4.4 Tarieven voor het beheer en de ontwikkeling van netinfrastructuur

4.4.1 Met betrekking tot de vaststelling van de jaarpiekperiode voor de afname

Over de "Vaststelling van de jaarpiekperiode voor de afname" is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4.4.2 Met betrekking tot de tarieven voor de jaarpiek

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG

FEBEG supports the tariff structure for yearly peak for offtake but wants to point out that operational errors causing an exceptional peak for a very short period are penalized in a disproportionate manner: all the efforts during the rest of the yearly peak period are voided which can be perceived as discouraging and counterproductive.

FEBEG therefore proposes that peak values, after removing the 10 highest peaks of the month, which are higher than 4 times the average power during the yearly peak period are not taken into account for the yearly peak, with a limitation to the 4 highest peaks.

Fluvius

1) *De distributienetbeheerders hebben geen rechtstreekse impact op verbruik en piekvraag, waardoor de wijziging van verdeelsleutels tussen de jaar- en maandpiek geen effect heeft op wijziging van het gedrag. Het lijkt ook moeilijk te achterhalen in welke mate deze wijziging bij rechtstreeks op het Elia-net aangesloten klanten louter toe te schrijven is aan het vorige Tariefvoorstel, dan wel aan de algemene energietransitie in combinatie met stijgende energieprijzen.*

2) *De monotone belastingscurves van 2018 tot 2022 laten niet toe om zinvolle conclusies te trekken gezien ze alle in percentages i.p.v. werkelijke waarden uitgedrukt werden en geen onderscheid tussen de gewesten mogelijk is. Ook is het niet duidelijk welke bijdrage de selectie van het tijdslot heeft voor de vaststelling van de jaarpiek. Op basis van de huidige informatie en metingen bij Fluvius blijkt bv. dat pieken op het distributienet*

tussen 19.00u en 20.00u minder frequent voorkomen.

FEBELIEC

FEBELIEC asks Elia to retain the system for the determination of the underlying volumes unchanged, with the use of the 11th peak and for the year peak the winter working days (not public holidays) between 17.00 and 20.00

Visie Elia:

Wat betreft de reacties van FEBEG en FEBELIEC over de methode voor het bepalen van de waarde voor de piekfacturering, bevestigt Elia dat ze de bestaande methode zal blijven toepassen (d.w.z. rekening houdend met de 11^{de} waarde). Waar nodig analyseert Elia de extreme waarden om een facturering op basis van een abnormale situatie te vermijden. Dit gebeurt steeds in overleg met de netgebruikers.

Wat betreft de opmerkingen van Fluvius, wijst Elia erop dat de jaarpiek wordt bepaald op basis van een analyse van de 300 hoogste jaarlijkse kwartuurwaarden. Elia geeft toe dat de impact van de tariefstructuur verbonden is met de ruimere impact van de energietransitie en de evolutie van de elektriciteitsmarkt, maar bevestigt dat de opgezette tariefstructuur nuttig en noodzakelijk is. Elia is ervan overtuigd dat de integratie van flexibiliteitsoplossingen op het niveau van de eindgebruikers en een blootstelling aan de dynamische prijs eindgebruikers zullen helpen om zich in de toekomst nog dynamischer op te stellen. De vermindering van het aantal door Fluvius vastgestelde pieken tussen 19.00 uur en 20.00 uur is een positieve ontwikkeling.

4.4.3 Met betrekking tot de vaststelling van een periode voor de vrijstelling van de maandpiek voor de afname

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Fluvius

“Het lijkt Fluvius een mogelijks goed voorstel om een vrijstelling van de maandpiek voor de afname volgens voorgestelde periode/uren te doen, maar grafieken laten niet toe zinvolle conclusies te trekken. De distributienetbeheerders hebben echter geen rechtstreeks impact op deze maandpiek, in tegenstelling tot klanten rechtstreeks aangesloten op het transmissienet. Fluvius heeft de bezorgdheid dat deze aanpassing zal zorgen voor een verschuiving van deze kosten richting de distributienetbeheerders.”

“Wij vragen om bijkomende transparantie rond de mogelijke impact specifiek voor de vrijstelling van de maandpiek.”

VREG

Elia stelt voor om de kwartierwaarden in de maanden april tot september, in het weekend, tussen 12.00 uur en 19.00 uur, niet langer op te nemen in de berekening van de maandpieken. Op die manier wil Elia de netgebruikers aanmoedigen om hun afname tijdens die uren te verhogen.

De VREG stelt zich de vraag of Elia de impact van deze wijziging (in combinatie met de verwachte tariefstijging en andere wijzigingen) op de distributienetbeheerders en -gebruikers onderzocht heeft.

FEBELIEC

it is unclear to which extent such approach is future-proof as such periods might significantly change over time and each time require operational changes from grid users (which are in combination with the late announcement of the Elia tariffs not always easy from an operational perspective, as experience with the yearly tariff in 2019 has shown)

FEBEG

The exclusions of certain period might not always be foreseen in the billing systems: therefore, such a new concept may have potential IT impact for the suppliers. A sufficient time for implementation is therefore requested.

Visie Elia:

Om in te gaan op de opmerkingen van de VREG en Fluvius over de impact van deze maatregel, blijkt uit de door Elia uitgevoerde analyses dat de invoering van een vrijgestelde periode voor de maandpiek een beperkte impact zal hebben op de inkomsten en dus niet zal leiden tot een significante verschuiving van de kosten richting andere netgebruikers. Elia vestigt de aandacht op het feit dat het niet gaat om het vrijstellen van netgebruikers waarvan de piek tijdens de uitzonderingsperiode plaatsvindt, maar om het niet in aanmerking nemen van de afnamewaarden die tijdens deze periode worden waargenomen bij het bepalen van de waarde die moet worden weerhouden voor de facturering van de piek. Op die manier blijft de impact op de maandpiektariefinkomsten beperkt en worden de netgebruikers gestimuleerd om meer te verbruiken tijdens de afschakeltijd. Deze periode valt structureel samen met een periode waarin de netinfrastructuur minder wordt gebruikt en die gepaard gaat met lage marktprijzen.

Wat de opmerking van FEBEG en FEBELIEC betreft, wijst Elia erop dat, net als voor de jaarpiekperiode, de periode voor de vrijstelling van de maandpiek voor de afname regelmatig opnieuw moet worden geëvalueerd (d.w.z. voor de volgende tariefperiode) om haar relevantie te garanderen. Van zodra de logica van de periode voor de vrijstelling van de maandpiek voor de volgende tariefperiode in de systemen van de marktpelers is geïntegreerd, zouden alleen de parameters voor die periode moeten worden aangepast.

4.4.4 Met betrekking tot de tarieven voor de maandpiek

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Over de “maandpiek” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4.4.5 Met betrekking tot de tarieven voor ter beschikking gestelde vermogen

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BSTOR

“BSTOR firmly rejects Elia’s proposal to impose flexible PPAD schemes to storage. Such provision would obviously constitute a major infringement to the provisions of the Electricity Regulation preventing discrimination of storage against production.”

FEPEG

FEPEG members ask ELIA to provide some examples (preferably in excel) in order to assess the potential impact of this change into the systems and billing processes.

“FEPEG proposes that the Flex PPAD tariff can also be applicable for existing capacities, by transferring part of their “Firm PPAD” into “Flex PPAD”.

“ELIA should also clarify if the Flex PPAD is compatible with the participation of a DSM or storage facility to ancillary services (reserves) and to the CRM : in case of a reduction of the offtake power imposed by ELIA, will a subsequent missing availability for the ancillary service or CRM (for which it can be demonstrated that it is a direct or indirect consequence of the curtailment imposed by ELIA) give rise - or not - to a penalty ?”

Fluvius

“Rechtstreekse klanten op het Elia-net wordt de mogelijkheid gegeven om een deel van de PPAD onder flexibele voorwaarden te contracteren. Op basis van de principes van uniformiteit en niet-discriminatie lijkt het ons aangewezen om ook de DNB deze mogelijkheid te geven.”

FEBELIEC

FEBELIEC does not fundamentally oppose to the introduction of a flexible arrangement at a lower cost, yet insist that more clarity should be given on the practical organization and the applicable conditions as these are only briefly mentioned in the consultation document. FEBELIEC does not necessarily agree with all the proposed applicable conditions (a.o. that requesting a modification of standard towards flexible capacity is too stringent and almost impossible for existing installations, although they could also benefit from such an approach in some cases) and insists that this is further discussed with grid users before a final decision on the modalities is taken.

Visie Elia:

Elia neemt akte van de wens van FEBEG en FEBELIEC om meer duidelijkheid te krijgen over de toepassingsvoorwaarden en de invoering van een tweede tariefniveau dat het mogelijk maakt om vermogens te contracteren die onder een flexibele regeling beschikbaar worden gesteld. De principes worden uitvoeriger uitgelegd in het kader van het tariefvoorstel 2024-2027 en daarna vertaald in het toegangscontract. De conversie van (een deel van) het vermogen dat onder een vaste regeling beschikbaar wordt gesteld naar een flexibele regeling kan ook worden aangevraagd en geanalyseerd volgens de modaliteiten die in het Tariefvoorstel zijn vastgelegd.

Het vermogen dat onder een flexibele regeling ter beschikking wordt gesteld, zal a priori compatibel zijn met een deelname aan diverse netondersteunende diensten. In het dienstenaanbod moet echter rekening worden gehouden met de operationele beperkingen van de flexibele regeling. Het risico dat een dienst niet kan worden geleverd vanwege structurele beperkingen komt ten laste van de netgebruiker en/of zijn BRP (Balance Service Provider).

Elia neemt akte van de reactie van BSTOR maar wijst erop dat dit voorstel past binnen de visie over het elektrische systeem waarbij energieopslag een ondersteunende rol speelt in het beheer van het elektrische systeem in zijn geheel, en niet concurreert met hernieuwbare productie-eenheden of met de elektrificatiebehoeften van de netgebruikers. Elia zal zich dan ook aan de geldende wetgeving houden en bij de toepassing van haar tarieven rekening houden met eventuele wijzigingen in die wetgeving.

Wat betreft de bijdrage van Fluvius, benadrukt Elia dat andere tariefelementen al apart worden behandeld en dat daarbij rekening wordt gehouden met de specifieke kenmerken van de distributienetbeheerders (o.a. het tarief voor aanvullende reactieve energie of de niet-toepassing van het injectietarief). Distributienetbeheerders kunnen het contractueel ter beschikking gestelde vermogen van de transformatiestations die hun net voeden al aanpassen aan hun werkelijke gebruik. Bovendien is een flexibele regeling voor het ter beschikking gestelde vermogen zinvol voor een eindgebruiker die kan voldoen aan modulatieconsignes. Dit concept kan echter niet simpelweg worden toegepast op het niveau van koppelingen met het distributienet, omdat het op dit niveau niet mogelijk is om de modulatie van de eindgebruikers te beheren. Het heeft dus geen zin om het concept van flexibele regeling voor het ter beschikking gestelde vermogen aan distributienetbeheerders uit te breiden.

4.5 Tarieven ter compensatie van onevenwichten

Virya

“We beamen het feit in artikel 4§4 dat de tarieven de energie-efficiëntie en de diversifiëring moeten bevorderen van de flexibel inzetbare middelen, zoals PtG

installaties.

Wij zijn niet overtuigd dat alle flexibel inzetbare middelen een verhoging van tarifiering met zich meebrengt en willen hiermee benadrukken dat stimulerende maatregelen ter bevordering van deze flexibiliteit eveneens moeten opgenomen worden in de nieuwe tariefmethodologie.”

Visie Elia:

Elia onderschrijft de noodzaak tot het bevorderen van flexibiliteit zoals Virya aanklaart. De systeemnoden inzake flexibiliteit worden verwacht te stijgen zoals Elia ook expliciet aangaf in het geconsulteerde document. Elia voorziet dan ook voor de komende tarifaire periode verschillende initiatieven om aan deze noodzaak tegemoet te komen, zoals onder meer het ontwikkelen van een consumentgericht marktmodel en het verder ontwikkelen van de verschillende flexibiliteitsproducten onder meer met het oog op deelname door verschillende technologieën.

Elia wenst verder te wijzen op het stimulerende karakter van de methodologie inzake ‘beïnvloedbare kosten’ waarbij Elia specifiek een stimulans heeft om op structurele wijze de flexibiliteitsproducten FCR, aFRR en mFRR te ontwikkelen met als doel de kost ervan te laten dalen. Elia meent dat onder meer het verder openzetten van deze producten voor verschillende technologieën, verder bouwend op de initiatieven hieromtrent uit het verleden, een belangrijke bijdrage kan leveren. Tot slot is in artikel 27 van de Tarifaire methodologie ook voorzien dat de CREG jaarlijks Elia objectieven kan opleggen met het oog op het bevorderen van het evenwicht van het systeem. Deze stimulans bouwt voort op een gelijkaardig mechanisme in de periode 2020-2023. Verschillende initiatieven die de voorbije jaren voortvloeiden uit deze stimulans waren concreet gelinkt aan het ontwikkelen van het kader voor flexibiliteit en men kan verwachten dat op hetzelfde elan wordt verder gewerkt in de context van deze stimulans.

Elia is dan ook van mening dat de Tarifaire methodologie wel degelijk stimulerend werkt ter bevordering van flexibiliteit en dit op een technologie-neutrale wijze.

4.5.1 Met betrekking tot vermogensreserves en black start

Over de “Vermogensreserves en black start” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4.5.2 Met betrekking tot het behoud en herstel van het individuele evenwicht van de toegangsverantwoordelijken

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBEG

FEBEG also wants to repeat its principle objections to regulated administrative 'incentivizing components' such as the 'alpha component' being used in imbalance pricing.

It would be more efficient, more market-based and more transparent to avoid all such artificial interventions into the balancing prices and instead allow the market to function properly.

FEBEG therefore requests that the alpha component is removed from the next tariff proposal.

Visie Elia:

FEBEG vraagt dat de extra alpha-component wordt geschrapt en gebruikt daarvoor de volgende argumenten:

1. De EGBL (art. 44.1 (b)) bepaalt dat de verrekening van de onevenwichtsprijs 'de waarde van energie in realtime moet weerspiegelen'. Door een extra component toe te voegen, zou de realtime waarde van energie worden verstoord en inefficiënte gedragingen van BRP's worden aangemoedigd.
2. Omdat de ISH (Imbalance Settlement Harmonisation Methodology) geen harmonisatie van extra componenten omvat, vreest FEBEG dat de toevoeging van een alpha-component zou leiden tot verschillende onevenwichtsprijzen in Europa. Dit zou een 'non-level playing field' zijn binnen de Europese markten.
3. FEBEG verwijst ten slotte naar het concept van 'Balancing Energy Pricing Period' of 'BEPP' (ingevoerd door ENTSO-E om de prijsspieken te verlagen) en begrijpt niet dat enerzijds maatregelen worden genomen om de 'realtime waarde van energie te verwijderen', terwijl anderzijds stimulerende componenten (zoals de alpha-component) nodig zijn om de onevenwichtsprijs kunstmatig te verhogen.

Reactie van Elia:

1. Ten eerste wil Elia FEBEG erop wijzen dat er wel degelijk extra stimulerende componenten kunnen en mogen worden toegevoegd volgens de ISH en EBGL. Elia begrijpt niet hoe de alpha-component ongepast gedrag zou kunnen stimuleren. De belangrijkste functie van alfa is immers het verhogen (in absolute waarde) van het onevenwichtstarief in situaties waarin enerzijds het onevenwicht (SI) aanhoudend hoog is (in absolute waarde) en anderzijds de hoofdcomponent van het onevenwichtstarief (d.w.z. de MIP of MDP) laag blijft en onvoldoende stimulansen biedt aan de BRP's om hun onevenwicht of dat van de zone te verminderen. Ter herinnering: in hetzelfde artikel 44.1 (c) van de EBGL staat dat *de onevenwichtstarieven de BRP's moeten stimuleren om het onevenwicht te herstellen of te helpen herstellen*. De alpha stimuleert de BRP's dus om zich gepast te gedragen en ervoor te zorgen dat het onevenwicht van de zone binnen bepaalde waarden blijft en geen negatieve impact heeft op de P99 van de onevenwichten van de zone en bijgevolg de reservebehoeften van de Belgische

regelzone. Sinds de invoering ervan heeft dit alfa het reeds mogelijk gemaakt het niveau van de SI in de Belgische zone relatief stabiel te houden ondanks een aanzienlijke stijging van de hernieuwbare energiebronnen. Het belang ervan blijft gelden na de aansluiting op de Europese platforms, aangezien het de BRP's, wanneer de Belgische SI hoog is maar de MIP/MDP relatief laag blijft (in absolute waarde), zal stimuleren om de SI terug te brengen tot een niveau dat operationeel door Elia kan worden opgelost (bijvoorbeeld in geval van verlies van netting) en/of dat geen negatieve gevolgen heeft voor de dimensionering van de FRR-reservebehoeften

2. Elia wijst erop dat de EBGL en de ISH de principes en richtlijnen verstrekken voor de uitwerking van de onevenwichtstarieven op nationaal niveau. Elia stelt vast dat, ongeacht de extra componenten, de onevenwichtsprijzen van de verschillende TNB's per land kunnen verschillen. Elia verwijst hiervoor naar de uiteenlopende visies van de andere TNB's over dit onderwerp. Het al dan niet bestaan van een alpha-component in België weerhoudt andere TNB's er bovendien niet van om extra componenten te implementeren (zoals bepaald in de ISH) en dus verschillende onevenwichtsprijzen te hebben in iedere zone.
3. Elia begrijpt de laatste opmerking van FEBEG niet. Het concept BEPP (Balancing Energy Pricing Period) werd in 2018 geïntroduceerd en komt overeen met een MTU die wordt gebruikt voor de settlement van BSP's. In dit geval is in de Europese prijsberekeningsmethode een MTU van 4 seconden vastgesteld voor aFRR (die overeenstemt met de 4 seconden durende optimaliseringscycli van aFRR om de kosten van het activeren van aFRR, dat een product van 4 seconden is en geen product van 15 minuten, zo goed mogelijk weer te geven). Dit resulteert in een CBMP voor aFRR op basis van 4 seconden. Volgens Elia zijn de BEPP en de onbalansprijs twee verschillende dingen en niet vergelijkbaar. De formule voor de bijdrage van de aFRR aan de berekening van de Marginale Prijs (hoofdcomponent van het onbalanstarief) is gebaseerd op een gewogen gemiddelde van de CBMP-4sec, zoals voorgesteld door de FEBEG. Voorts hangt het al dan niet relevant zijn van hoge tarieven voor onbalans nauw samen met het niveau van onbalans in de zone en de prikkels die aan de BRP's moeten worden gegeven. Hoewel Elia van mening is dat hoge prijzen kunnen worden vermeden indien de IS in de Belgische zone laag is, is dit niet het geval wanneer het onevenwicht groot en aanhoudend is en het hoofdbestanddeel van het onevenwichtstarief geen adequate of voldoende stimulans vormt. In deze laatste situatie zijn prijzen die aanzetten tot vermindering van de SI gerechtvaardigd, zoals hierboven uiteengezet.

4.6 Tarieven voor het beheer van het elektrische systeem

4.6.1 Met betrekking tot de tarieven voor het beheer van het elektrische systeem

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Over de “Tarieven voor het beheer van het elektrische systeem” is geen enkele specifieke reactie binnengekomen.

4.6.2 Met betrekking tot de tarieven voor de aanvullende afname van reactieve energie (MVar)

Samenvatting van de ontvangen reacties:

Fluvius

1)” we verwachten dat enkele principes van toepassing op netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het transmissienet doorgetrokken worden naar distributie zoals het al dan niet toepassen van een zonaal reactief tarief en een gelijk procentueel aandeel van de actieve energiepiek dat in aanmerking wordt genomen voor de toepassing van het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie.

Dit geldt in het bijzonder voor het capaciteits reactief gedrag waarbij idealiter de tarifaire incentives tot een minimum beperkt worden en eerder de problemen aangepakt worden waar deze zich stellen, benaderd vanuit perspectief netbeheer waarbij DNB en TNB gezamenlijke verantwoordelijkheid dragen die vanuit een gezamenlijk systeembeheersperspectief eerder dan vanuit een klant-leverancier relatie benaderd wordt.

2) De manier waarop het huidige incentiverend tarief is opgebouwd, laat de DNB's niet toe om duurzame maatregelen te nemen. De huidige tarieven zijn zinvol vanuit een klassieke 'topdown' benadering waarbij grote centrale productie-installaties veel kleine afnemers voeden. We verwelkomen verdere aanpassingen aan dit tarief welke meer rekening houden met gedecentraliseerde productie.

4) Wij onderschrijven het principe van de 'bandbreedte' ter vervanging van de huidige 'vlindercurve' voor de reactieve boetes, maar de gehanteerde percentages zijn enigszins arbitrair, alsook de referentie waar ze tegen uitgezet worden. Fluvius stelt voor - conform het federaal technisch reglement - de percentages af te zetten tegen de geïnstalleerde transformatorcapaciteit en niet tegen de actieve maandpiek. We zouden een maximale ontkoppeling tussen actief en reactief moeten bekomen, wat in het voorliggende voorstel dus (nog) niet helemaal het geval is.

5) Elia-klanten kunnen vrijgesteld worden van overschrijdingstarieven als ze deelnemen aan regelende diensten. Fluvius staat open om dit ook aan te leveren om Elia te helpen

bij deze problematiek. Fluvius verwacht dat de distributienetbeheerders ook expliciet vrijgesteld worden wanneer ondersteunende diensten geleverd worden. Kan Elia dit bevestigen en verder verduidelijken?

6) Aangaande het zonaal reactief tarief wordt eveneens de omslag gemaakt van vlindercurve naar bandbreedte. Opnieuw is de overgang naar een bandbreedte positief, maar stelt Fluvius zich wederom vragen bij de relevantie van de maandelijkse gemeten piek als maat voor de reactief vermogenshuishouding.

Fluvius pleit omwille van de uniformiteit en het niet-discriminatie beginsel ook hier voor een gelijkwaardige behandeling tussen netgebruikers, waarbij een voorstel wordt gemaakt om het zonaal reactief tarief wel of niet toe te passen zowel voor DNB als rechtstreekse klanten.

7) Reactie tabel 8: deel van de actieve energiepik dat in aanmerking wordt genomen voor de toepassing van het tarief voor de aanvullende afname of injectie van reactieve energie: Op basis van de principes van uniformiteit en niet-discriminatie lijkt het ons aangewezen om dezelfde percentages toe te passen bij distributienetbeheerders en rechtstreekse klanten op het Elia-net.”

VREG

Gelet dat het lokaal en zonaal tarief op dezelfde tariefdrager én dezelfde kosten betrekking hebben en dat het zonaal tarief enkel geldt voor de distributienetbeheerders, bestaat het gevaar van een dubbele aanrekening van kosten en/of een ongelijke behandeling van netgebruikers. De VREG vraagt dan ook om het lokaal en zonaal tarief in die zin te evalueren.

Visie Elia:

Het lokaal en zonaal reactief tarief hebben een incentiverend karakter teneinde de spanningshuishouding op koppelpunt of toegangspunt binnen de opgelegde limieten te borgen.

Het zonaal reactief tarief kan evenmin worden toegepast op rechtstreeks op het net aangesloten afnemers, aangezien een individuele afnemer geen rechtstreekse invloed kan uitoefenen op het daaruit voortvloeiende behoud van de zonale spanning.

De gehanteerde percentages voor het zonale tarief zijn gedefinieerd op de historisch vastgestelde volumes reactief vermogen op basis van dewelke Elia de nodige netinvesteringen heeft uitgevoerd teneinde deze volumes te stabiliseren, rekening houdende met de benodigde realisatietijd.

Om tegemoet te komen aan de sterke variaties in het reactieve vermogen hanteert Elia de maandpiek als referentiebasis voor de toepassing van de percentages, zowel in lokaal als zonaal tarief. De geïnstalleerde transformatorcapaciteit (Snom) is evenwel geen reflectie meer van de actuele actieve afname gezien de daling in de afname op de

koppelpunten en een overschatting van de actieve afname tijdens de zomermaanden. Daarentegen is de maandpiek een meer correcte weergave van de maandelijkse actieve afname waarbij de verhouding tussen actief en reactief vermogen op het koppelpunt op maandbasis geëvalueerd wordt.

De overgang naar de toepassing van de bandbreedte is in lijn met de bepalingen uit het Federaal Technisch Reglement en komt tegemoet aan de huidige problematiek van hoge reactieve vermogens in situaties bij lage belasting tengevolge hoge decentrale productie maar wil tevens de hoge absolute bijdrage van reactieve vermogens beperken.

Vanuit een gezamenlijk systeembeheerperspectief dringt ELIA aan tot het realiseren van gerichte en kosteneffectieve netinvesteringen (zoals bvb. shuntreactoren) in de respectievelijke netten teneinde de spanningshuishouding te beheren. In het bijzonder kunnen deze leiden tot een duurzame reductie van het (geïnjecteerde capacatieve) reactieve vermogen in problematische koppelpunten. Elia kan inderdaad niet negeren dat het reactief vermogen van de distributienetten de laatste 10 jaar verslechterd is en steeds meer evolueert naar een aanzienlijke bijdrage in termen van capacatief reactief vermogen, in tegenstelling tot de netgebruikers die rechtstreeks op het Elia-net zijn aangesloten en die een vrij stabiel gedrag vertonen.

Verder verwelkomt Elia de ontwikkeling van diensten op het distributienet die spanningsregeling ter hoogte van het koppelpunt, en in de overkoepelende zone, faciliteren. Ingeval de distributienetbeheerders diensten voor spanningsregeling aanbieden aan Elia zullen zij vrijgesteld worden van overschrijdingstarieven ten belope van de geleverde bijdrage.

Finaal zal Elia de evolutie van de tariefstructuur inzake het reactief vermogen verder evalueren in functie van de waargenomen volumes reactief vermogen ter hoogte van de toegangspunten en koppelpunten.

4.7 Tarieven voor de marktintegratie

Samenvatting van de ontvangen reacties:

FEBELIEC

With respect to the tariff for market integration, FEBELIEC reiterates its opinion that this tariff should be charged to the BRPs as these are the market actors that benefit most directly from market integration.

Visie Elia:

Zoals vermeld in punt 5.2 van bijlage 2 van de Tariefmethodologie is het tarief voor de marktintegratie in functie van het infrastructuurniveau en is het van toepassing op de netto afgenomen en/of netto geïnjecteerde energie op kwartierbasis, per toegangspunt en per koppelpunt. Overeenkomstig de Tariefmethodologie is het derhalve logisch om dit tarief aan te rekenen aan toegangshouders.

4.8 Tarieven voor netto afgenomen energie - dynamische component

Samenvatting van de ontvangen reacties:

BOP

“BOP does not support a dynamic price component in the active energy offtake tariff which is based on energy prices, such as day ahead spot prices. If such a dynamic price component or alternative incentive is to remain, BOP sees no arguments to apply this component to renewable energy producers as that counteracts with the purpose of the incentive to facilitate the introduction of renewable energy.”

BSTOR

“BSTOR supports the idea of a dynamic component in the tariffs, but believes that the proposed scheme by Elia is not appropriate but would gain in simplicity, clarity (and adoption level) if such dynamic component would consist in a (budget neutral) add-on on the tariffs once the spot price exceed a certain strike price (possibly with some granularity).”

Essenscia;

“The current tariff proposal brings in a substantial tariff structure change with the inclusion of a dynamic component in the tariff for offtake. We believe such change deserves a deeper assessment, as it would counteract the drive towards the lowest system cost. Any proposal regarding dynamic components should fully align with the principle of cost reflectivity, aiming at keeping the total system costs as low as possible. The current proposal with a grid tariff based on a commodity price will not meet this principle. Instead, dynamic tariffs for grid infrastructure will encourage an increasing grid use during moments with high intermittent production, requiring exponential growth of the grid to cover peak production in summer at noon. As this creates unwanted effects on grid operation and investments, it leads to cost burdens on certain grid users without these users causing any additional network cost.”

FEBEG

1) *“FEBEG rejects the proposals to include a dynamic tariff component on energy based offtake tariffs which has a significant IT-implementation impact for the suppliers while the direct link with the costs of ELIA and the supposed benefits are not demonstrated by a proper cost-benefit-analysis. Also, it merits a fundamental discussion if the TSO has the right to set a tariff in function of non-grid related parameters, and hence to intervene in market functioning.”*

2) *“is very surprised that such a potentially fundamental change in the tariffs was not more thoroughly discussed with market parties and grid users before being proposed for implementation in Belgium. “*

FEBELIEC

Concerning a dynamic component to be included in the Elia tariffs, FEBELIEC appreciates that Elia strives to promote demand side flexibility, but considers the current proposal not optimal, as it can lead to perverse effects, is not necessarily cost-reflective and inevitably leads to more complexity, while it only offers a limited incentive.

FEBELIEC is worried that such tariff would go against the criterium of transparency, while also greatly increasing, without much added value from a system perspective, the complexity for grid users to understand their tariffs, ex ante, and validate their invoices, ex post. Further, FEBELIEC also was surprised that Elia seemingly intends to introduce such dynamic tariff only for load and not for injection, as the latter will also (and perhaps even more so) have an impact on Elia's grid operations. Last but not least, FEBELIEC insists that there could be better and more intelligent options to enable demand side response than the proposed dynamic tariff component.

Infrabel

"Infrabel kant zich tegen het voornemen van Elia om dynamische tarieven in te voeren, hetzij door gebruik van de "time of use" component, hetzij door de link met de marktprijzen."

Fluvius

"Wij vragen om transparantie rond de introductie van een dynamische component."

"Fluvius onderschrijft dat de stimulatie van netgebruikers om hun gedrag aan te passen aan de overvloed of schaarste van elektriciteit gunstig is voor het beheer van het elektrisch systeem in zijn geheel. We benadrukken dat dit evenwel tegenstrijdige gevolgen heeft waarbij bv. het massaal afnemen van alle netgebruikers op een winderige dag, niet het meest gunstige gedrag is ten aanzien van de netinfrastructuur - in het bijzonder de laagspanningsinfrastructuur. Net daarom pleit Fluvius voor voldoende netinvesteringen - in het bijzonder in de laagspanningsnetinfrastructuur - om toe te laten dat flexibiliteit/gedragswijzigingen gefaciliteerd en dus niet beperkt worden om maximaal positief effect op het gehele energiesysteem teweeg te brengen."

Nyrstar

"Nyrstar verwelkomt ook het principe van de dynamische prijscomponent, maar heeft een paar suggesties ter verbetering van de formule $Tarief\ Uur\ u = X \times Basistarief + (1 - X) \times Y \times Day-ahead\ prijs\ uur\ u$, waarbij $Y\ jaar = Basistarief\ jaar / Referentieprijis\ jaar$. Deze formule leidt tot een hoge dynamische prijscomponent in jaren waarin de elektriciteitsprijs heel hoog is, zoals in 2022, en een heel lage in jaren waarin de elektriciteitsprijs heel laag is, zoals in 2020. Dat lijkt ons niet optimaal.

VREG

De VREG bemerkt dat de dynamische component niet inkomstenneutraal is. Als de day-ahead marktprijs gemiddeld hoger ligt dan de referentieprijis, dan zal Elia meer

inkomsten uit de kWh-tarieven ontvangen. Als de day-ahead marktprijs gemiddeld lager ligt, dan zal Elia minder inkomsten ontvangen. De VREG stelt de vraag in welke mate ook de aan de tarieven onderliggende kosten de evolutie van de day-ahead marktprijs volgen (en op die manier de meer of minder inkomsten rechtvaardigen), dan wel hoe het teveel of tekort aan inkomsten naar de netgebruikers zullen terugvloeien.

De VREG bemerkt ook dat het voorstel van Elia de volatiliteit van de day-ahead marktprijs slechts beperkt inperkt en een onzekerheid voor de distributienetbeheerders en -gebruikers inhoudt. Uit een eigen analyse leren we dat de standaardafwijking al sterk toeneemt als we naast de maanden in het voorbeeld van Elia ook december 2021 opnemen en dat zelfs een negatieve ondergrens mogelijk is. We verwijzen ook naar onze voorgaande opmerking en herhalen onze vraag om de impact van deze wijziging op de distributienetbeheerders en -gebruikers in kaart te brengen en bijkomend overleg tussen de netbeheerders en regulatoren te plegen om de bestaande en voorziene tijdsafhankelijke prijzen en tarieven op elkaar af te stemmen.

Visie Elia:

Gezien de paradigmaverschuiving in het elektriciteitssysteem als gevolg van de energietransitie, blijft Elia overtuigd van de voordelen van een dynamische component in de transmissietarieven die gebaseerd is op de marktprijzen. Deze component zou de signalen versterken die overvloed of schaarste aan elektriciteit weerspiegelen en de ontwikkeling van passend gedrag van de netgebruikers vanuit het oogpunt van systeembeheer bevorderen. Elia benadrukt ook dat het logisch is om een dergelijke dynamische component toe te voegen in de tarieven waarvan de onderliggende kosten zelf afhankelijk zijn van de marktprijzen voor elektriciteit, zoals de tarieven voor Reserves en voor de Black Start. Daarnaast past dit voorstel volledig in het kader van een algemenere wijziging van de tariefstructuur, zoals blijkt uit de bereidheid om in Wallonië uurtarificatieperiodes in te voeren.

Elia onderstreept dat verschillende actoren (BSTOR, FEBELIEC, Fluvius, Nyrstar) positief reageren op het voorstel om een dynamische component aan de transmissietarieven toe te voegen. Ze willen echter wel dat er een grondigere analyse wordt uitgevoerd. Ook wensen ze meer details over de tarifaire impact en de mogelijke neveneffecten van een dergelijke wijziging van de tariefstructuur en willen ze dat het voorstel van Elia in het kader van de huidige publieke consultatie wordt aangepast. Elia neemt ook akte van het voorstel van deze verschillende actoren om mee na te denken over dit concept.

Bovendien zijn verschillende actoren (Essencia, BOP, Infrabel, FEBEG, VREG) tegen de introductie van een dergelijke dynamische component in de transmissietarieven of twijfelen ze aan het nut ervan. Ze vrezen dat een dergelijke component ongewenste neveneffecten zal hebben.

Op basis van al deze reacties stelt Elia voor om in de volgende tariefperiode geen

dynamische component toe te voegen aan de tarieven die van toepassing zijn op de netto afgenomen energie. Elia beoogt niettemin operationele processen in te voeren om dit voorstel tijdens de volgende tariefperiode op te volgen en te evalueren. Elia wil zo de markspelers informeren over de mogelijke gevolgen van deze dynamische component, voldoende concrete gegevens en informatie hebben om in overleg met de markspelers de analyse uit te diepen en een gedetailleerd en goed onderbouwd voorstel uitwerken dat in de volgende tariefperiode kan worden ingevoerd.

5 Reacties betreffende de openbare dienstverplichtingen, heffingen en toeslagen

Résumé des réactions reçues:

BSTOR

“the tariffs for public service obligations (OSP tariffs), surcharges and taxes cannot be applied to the electricity taken from a BESS with a dedicated access point because this is by definition intended to be reinjected, except for yield losses, and is therefore not supplied to an end customer (cfr. Definition in the Electricity Law). In addition, the Energy Taxation Directive quite explicitly imposes the exemption of this electricity from any surcharge or taxation“

FEBEG

FEBEG is of the opinion that suppliers should be compensated for the full risk related to their obligation to pass through several costs, taxes and levies on behalf of other players of the electricity market

FEBELIEC:

On public service obligations, taxes and surcharges, FEBELIEC has no comments but wants to reiterate its position that these should not necessarily be part of the energy bill

Visie Elia:

Wat betreft de opmerking van BSTOR over de toepassing van tarieven (OSP, toeslagen en heffingen) op opslageenheden, past Elia de relevante wettelijke bepalingen en het bijbehorend regelgevend kader toe. Er zal uiteraard rekening worden gehouden met alle wijzigingen in de wet die gevolgen kunnen hebben voor de toepassing van deze tarieven.

Dit geldt ook voor de opmerkingen van FEBEG en FEBELIEC over het risico voor de leveranciers en de financiering van de OSP, heffingen en toeslagen door de door Elia toegepaste tarieven.

6 Conclusie

Uit de talrijke reacties van zeer uiteenlopende actoren blijkt dat dit document aandachtig werd bestudeerd en ook tot zeer interessante voorstellen heeft geleid. Elia heeft zich ingezet om een antwoord te geven op alle reacties en de marktpartijen voldoende uitleg te geven over verschillende onderwerpen. Sommige vragen gingen gepaard met specifieke voorstellen om bepaalde elementen en toepassingsmodaliteiten op een andere manier te integreren dan Elia had voorgesteld. Bijgevolg schrapt Elia in het Tariefvoorstel 2024-2027 het tarief voor opgenomen netto-energie dat zij dynamisch wilde maken.

Op andere voorstellen kon Elia niet ingaan om redenen die uitvoerig zijn uitgelegd in het verslag. Sommige voorstellen beantwoorden immers niet aan de Tariefmethodologie 2024-2027 of het huidige wettelijke kader en hebben dus niet geleid tot een aanpassing van de voorstellen van Elia. Ten slotte heeft Elia naar aanleiding van vragen om verduidelijking bepaalde aspecten van haar tariefvoorstel nader toegelicht.

7 Vertrouwelijke antwoorden

Er zijn geen vertrouwelijke antwoorden binnengekomen.