

Consultatiereactie

21/12/2023

Reactie op de publieke raadpleging van CREG over het ontwerp van besluit tot wijziging van het besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

Reactie op de publieke raadpleging van CREG

over het ontwerp van besluit tot wijziging van het besluit (Z)1109/11 tot vaststelling van de tariefmethodologie voor het elektriciteitstransmissienet en voor de elektriciteitsnetten met een transmissiefunctie voor de regulatoire periode 2024-2027

21 december 2023

De VREG wenst in het kader van deze publieke raadpleging te reageren op bepaalde elementen van de tariefmethodologie voor de regulatoire periode 2024-2027, en de daarmee gerelateerde beslissing over de transmissienettarieven 2024-2027, die een rechtstreekse impact hebben op de distributienetbeheerders en -gebruikers in Vlaanderen.

De transmissienetkosten maken op vandaag al een aanzienlijk deel uit van de distributienettarieven (gemiddeld 22%) en wegen vooral voor middenspanningsklanten door (gemiddeld 36%). Volgens de transmissienettarieven 2024-2027 zullen de transmissienetkosten voor distributienetgebruikers tegen 2027 meer dan verdubbelen. Het aandeel van die kosten in de distributienettarieven zal bijgevolg beduidend toenemen (tot gemiddeld 50% voor middenspanningsklanten). Dat zal een duidelijke impact hebben op alle Vlaamse distributienetgebruikers.

De VREG is bezorgd om die impact en wil de achterliggende oorzaken op zijn minst beter kunnen begrijpen.

Deze reactie bevat geen vertrouwelijke informatie.

Hieronder worden onze bemerkingen afzonderlijk weergegeven.

1. Kostenallocatie aan de verschillende infrastructuurniveaus en klantengroepen

Uit de [goedkeuringsbeslissing van het aangepast tariefvoorstel van Elia voor de regulatoire periode 2024-2027](#) (zie p. 62, figuur 4) leidt de VREG af dat de transmissienettarieven voor afnemers op het distributienet vanaf 2025 in absolute waarde veel sterker toenemen dan de transmissienettarieven voor grote industriële afnemers. Het verschil in transmissienettarieven tussen een typeklant DNB en een typeklant aangesloten op het 380/220/150 kV net bedraagt in 2024 7,68 €/MWh en neemt in 2025 toe tot 12,33 €/MWh. In 2027 is dat verschil 14,27 €/MWh (+ 86% t.o.v. 2024).

Op basis van de bepalingen in de tariefmethodologie kan de VREG onvoldoende begrijpen hoe dat komt.

- Heeft deze evolutie te maken met wijzigingen in de principes die worden toegepast bij de toewijzing van kosten aan de verschillende infrastructuurniveaus en de daarbij gehanteerde verdeelsleutels?
- Hoe verhoudt deze evolutie zich tot de verwachtingen over het toekomstig elektriciteitsverbruik in de meest recente [Adequacy and flexibility study for Belgium van Elia](#)? De grafiek op p. 18 van die studie toont de verwachte toename in het Belgische elektriciteitsverbruik in de komende jaren. Uit die grafiek valt af te leiden dat de toename in elektriciteitsverbruik zich vooral situeert bij grote industriële afnemers rechtstreeks aangesloten op het transmissienet, en veel minder bij afnemers op het distributienet.

De VREG ijvert er daarom voor om de toegepaste principes bij de toewijzing van kosten en verdeelsleutels in de tariefmethodologie of de bijlagen daarvan op te nemen.

In Bijlage 2 van de tariefmethodologie wordt bepaald dat de tarieven voor het beheer van de netinfrastructuur, voor het beheer van het elektrische systeem, voor de vermogensreserves en de blackstart en voor de marktintegratie “afhankelijk zijn van het infrastructuurniveau” of “functie zijn van het infrastructuurniveau”.

In de tariefmethodologie wordt echter niet gespecificeerd op welke manier de kosten aan de verschillende infrastructuurniveaus worden toegewezen, welke principes daarbij toegepast worden, welke verdeelsleutels daarbij toegepast worden... Nochtans schrijft artikel 12, §2 van de Elektriciteitswet voor dat “de tariefmethodologie de regels voor de toewijzing van de kosten aan de categorieën van netgebruikers preciseert”. Ook de kostentoewijzing binnen de diensten voor het beheer van de netinfrastructuur aan de verschillende tarieven (maandpiek, jaarpiek en ter beschikking gesteld vermogen) wordt niet gespecificeerd.

De VREG stelde de vraag voor meer transparantie over de allocatie van kosten al eerder aan Elia in zijn formele reactie van 17 maart 2023 op de openbare raadpleging van Elia over hun voorstel met betrekking tot de beslissende elementen inzake de voorziene ontwikkelingen in het tariefvoorstel voor de periode 2024-2027:

“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.”

In het [raadplegingsverslag van Elia](#) werd die reactie van de VREG wel opgenomen, maar niet beantwoord (zie p. 9).

2. Systeem van embedded debt en financiële impact activiteiten Elia Group op Elia Transmission Belgium (ETB)

De CREG maakt in de tariefmethodologie (zie paragraaf 4.3, artikel 16) de methodologische keuze voor een systeem van embedded costs voor de vergoeding van het vreemd vermogen. Dat betekent dat de reële interestlasten van leningen vergoed en doorgerekend worden in de nettarieven. Duurdere leningen hebben dus een rechtstreeks opwaarts effect op de nettarieven die de distributienetbeheerders, en bijgevolg ook de distributienetgebruikers, in Vlaanderen betalen.

Artikel 8, §2 van de Elektriciteitswet bepaalt dat *“Overeenkomstig zijn maatschappelijk doel, kan de netbeheerder elke andere activiteit uitoefenen op of buiten het Belgisch grondgebied, onverminderd de bepalingen van artikel 9, § 1. [...] Deze werkzaamheden mogen slechts worden uitgeoefend, hetzij rechtstreeks hetzij door participatiedeelnames, indien zij geen negatieve invloed hebben op de onafhankelijkheid van de netbeheerder of op het vervullen van de taken die hem bij de wet zijn toevertrouwd.”* De VREG leidt daaruit af dat de niet-gereguleerde of gereguleerde activiteiten in het buitenland van Elia Group geen negatieve invloed mogen hebben op de financiering en kredietwaardigheid van ETB.

Elia geeft in het [financieringsbeleid van ETB binnen de structuur van Elia Group](#) aan de activiteiten van ETB onafhankelijk te financieren van de niet-gereguleerde en gereguleerde activiteiten van Elia Group buiten België. De VREG is echter bezorgd dat, ondanks deze onafhankelijke financiering, de kredietscores van ETB en Elia Group aan elkaar gerelateerd zijn en een verslechtering van de kredietscore van Elia Group bijgevolg een negatieve invloed kan hebben op de kredietscore, en bijgevolg de financieringskosten, van ETB.

Uit het recente [nieuwsbericht van S&P Global over de kredietscores van Elia Group, Eurogrid en ETB](#) leidt de VREG af dat de kredietscore van ETB maximaal ‘1 notch’ boven die van Elia Group mag liggen:

“ETB (BBB+/Stable/--)

The stable outlook on ETB reflects our expectation that the group will continue to benefit from reliable cash flows from its fully regulated power transmission operations. We expect ETB's adjusted FFO to debt to average 10.1% over 2023-2026 based on underlying numbers.

Downside scenario: We could lower the rating if credit metrics deteriorate, with FFO to debt falling sustainably below 9% based on underlying numbers. This could occur if:

- *Higher-than-expected investments are not adequately compensated by strong remedy measures, therefore signalling a looser financial policy; or*
- *We lower our rating on Elia Group by one notch to 'BBB-' or below. This is because the rating on ETB can be only up to one notch above the rating on Elia Group.*

Anders gezegd: mocht S&P de kredietscore van Elia Group op een bepaald moment van BBB naar BBB- verlagen, dan moet de rating van ETB op dat moment ook verlagen van BBB+ naar BBB, met mogelijk duurdere leningen voor ETB, en dus ook hogere nettarieven, tot gevolg. De VREG vraagt zich af of dit mechanisme ook een rol heeft gespeeld bij de bepaling van de meest recente kredietscore (BBB+) voor ETB, en of ETB bij afwezigheid van Elia Group een '1 notch' hogere kredietscore A- zou hebben gekregen.

Vanuit die optiek stelt de VREG zich ook de vraag of het systeem van embedded costs wel te allen tijde in lijn ligt met Artikel 8, §2 van de Elektriciteitswet.

De VREG verzoekt de CREG om dit verder te onderzoeken.