

# Consultatiereactie

**11/03/2025**

Reactie op de publieke raadpleging van CREG met betrekking tot het rapport over de kostenstijging van het MOG II-project (PRD)2960



## Reactie op de publieke raadpleging van CREG

*over haar rapport met betrekking tot de kostenstijging van het MOG II-project (PRD)2960, gepubliceerd op dinsdag 18 februari 2025*

11 maart 2025

De Vlaamse Nutsregulator wenst te reageren op de publieke raadpleging van de CREG over haar rapport met betrekking tot de kostenstijging van het MOG II-project.

Wij verwelkomen dit initiatief van de CREG en waarderen het gedetailleerde onderzoek dat zij de voorbije maanden heeft gevoerd over de opeenvolgende budgetstijgingen van het energie-eiland in de Prinses Elisabethzone tussen 2021 en 2024. We onderschrijven het maatschappelijk belang van dit dossier en appreciëren de inspanningen van de CREG om in het voorliggend rapport de resultaten van dat onderzoek inzichtelijk en transparant te maken voor alle betrokken partijen. We steunen de CREG ten volle om met die resultaten verder aan de slag te gaan en treden haar streven bij naar een versterking van de controle en doeltreffendheid van de regulator.

Het MOG II-project en de forse budgetstijgingen ervan hebben een aanzienlijke impact op de transmissienettarieven. Dat is al het geval voor de tarieven in de huidige reguleringsperiode 2024-2027; een beduidende bijkomende toename van de tarieven wordt verwacht in volgende reguleringsperiode(s). Die toename komt bovenop de impact van andere netinvesteringen van Elia en treft niet alleen netgebruikers aangesloten op het Elia-net, maar ook alle distributienetgebruikers. Het aandeel van de transmissiekosten in de distributienettarieven van Vlaamse gezinnen en bedrijven is dit jaar sterk gestegen<sup>1</sup> en dreigt dat in de toekomst nog verder te doen. Vanuit die bezorgdheid formuleren wij hieronder een aantal specifieke vragen en bedenkingen bij het rapport. We verwijzen daarin ook naar onze eerdere reactie op de publieke raadpleging van de CREG over de tariefmethodologie 2024-2027 eind 2023 (hierna 'RAPP-2023-22').<sup>2</sup>

Deze reactie bevat geen vertrouwelijke informatie.

---

<sup>1</sup> Zie [persbericht](#) van 17/12/2024 'VREG keurt distributienettarieven 2025 goed' en [dashboard afnameprijzen elektriciteit](#). Een doorsnee Vlaams gezin (elektriciteitsverbruik = 3.500 kWh en gemiddelde maandpiek = 4,26 kW) betaalt in 2025 gemiddeld € 93 aan transmissiekosten tegenover € 51 in 2024. Dat betekent een toename van 82%. Het aandeel van de transmissiekosten in de distributienettarieven van een gezin bedraagt nu 20% tegenover 15% in 2024.

<sup>2</sup> Zie [RAPP-2023-22](#) van 18/01/2024 '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 regulatorische periode 2024-2027'.

## 1. Transparantie rond kostentoewijzing aan categorieën netgebruikers

De CREG stelt in haar rapport (p. 6) dat de transmissienettarieven vanaf 2034 jaarlijks ongeveer € 800 miljoen aan kosten van het MOG II-project zouden moeten dekken, bij behoud van het huidige ontwerp en budget. Die kosten zouden overeenkomen met een toename van de transmissienettarieven met € 9,8/MWh voor een residentiële verbruiker en € 4,45/MWh voor een industriële verbruiker rechtstreeks aangesloten op het transmissienet. Verderop in het rapport (p. 28-29) licht de CREG toe dat het in 2034 om € 629,5 miljoen aan financierings- en afschrijvingskosten van het project zou gaan. Die specifieke kosten zouden een toename van € 7,7/MWh betekenen voor een residentiële verbruiker, ofwel 'een stijging met ongeveer 67% ten opzichte van de transmissienettarieven in 2024', en € 3,5/MWh voor een industriële verbruiker, ofwel 'een stijging met ongeveer 78% ten opzichte van de transmissienettarieven in 2024'.

In haar goedkeuringsbeslissing van het aangepast tariefvoorstel van Elia voor de reguleringsperiode 2024-2027<sup>3</sup> (p. 62, figuur 4) geeft de CREG de evolutie van de transmissienettarieven t/m 2027 weer. Uit die grafiek blijkt reeds een stijging van de transmissienettarieven tussen 2024 en 2025 van 78% voor een distributienetbeheerder en 107% voor een industriële verbruiker op het Elia-net. De Vlaamse Nutsregulator begrijpt niet hoe dat zich verhoudt tot de ingeschatte toenames tussen 2024 en 2034 in het rapport.

De inschattingen roepen ook andere vragen op:

- Hoe gebeurt de verdeling van de kosten van het MOG II-project tussen verschillende spanningsniveaus?
- Welk aandeel van de kosten komt zo terecht bij de Vlaamse distributienetgebruikers?
- In welke mate houdt de kostenverdeling rekening met de vastgestelde en verwachte evoluties in de elektriciteitsafname op de verschillende spanningsniveaus? Zo stelt de Vlaamse Nutsregulator de voorbije jaren telkens een daling vast van de afname(piek) van het transmissienet door het Vlaamse distributienet (cf. par. 2).
- Welke impact van het MOG II-project – en dus evolutie van de transmissienettarieven – verwacht de CREG in de tussenliggende periode 2028 tot 2034 voor verschillende categorieën netgebruikers?

Die vragen kunnen we onvoldoende beantwoorden op basis van het CREG rapport en haar tariefmethodologie 2024-2027.

In RAPP-2023-22 drongen we al bij de CREG aan op meer publieke transparantie over de toewijzing van kosten aan de verschillende spanningsniveaus en categorieën van netgebruikers. Dat deden we ook in een eerdere reactie op een publieke consultatie van Elia in het voorjaar van 2023.<sup>4</sup> In het maatschappelijk debat rond het MOG-II project is die transparantie van essentieel belang. Het verzekert dat alle categorieën netgebruikers evenwichtig en met kennis van zaken kunnen deelnemen aan en/of vertegenwoordigd worden in de discussies. We herhalen dan ook onze specifieke vraag aan de CREG om de toegepaste principes bij de toewijzing van kosten en verdeelsleutels zo snel als mogelijk op te nemen in de tariefmethodologie of de bijlagen daarvan.

<sup>3</sup> Zie [beslissing \(B\)658E/85](#) van 09/11/2023 'Beslissing betreffende de vraag tot goedkeuring van het aangepaste tariefvoorstel ingediend door de transmissienetbeheerder voor elektriciteit voor de regulatoire periode 2024-2027'.

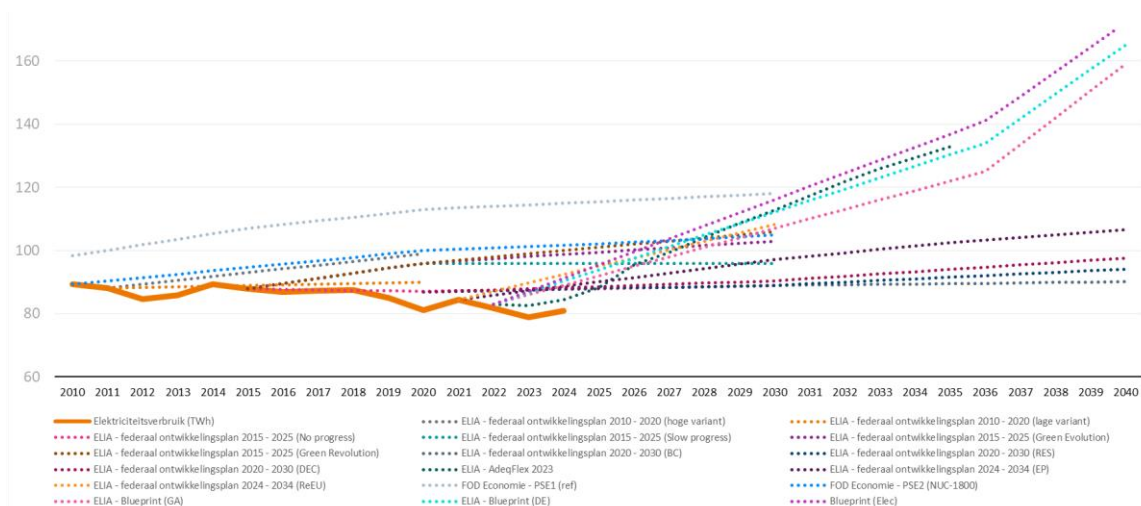
<sup>4</sup> Zie [publieke consultatie](#) over het voorstel van Elia met betrekking tot de beslissende elementen inzake de voorziene ontwikkelingen in het tariefvoorstel voor de periode 2024-2027.

## 2. Realistische scenario's van toekomstige evolutie elektriciteitsafname

De CREG plaatst in haar rapport (p. 65-66) kanttekeningen bij de assumpties van Elia over het toekomstig elektriciteitsverbruik in zijn kosten-batenanalyse van het MOG II-design en een aantal alternatieven. Die assumpties hebben een belangrijke impact op de raming van de benodigde investeringen en de verwachte kosten en baten die die investeringen voor netgebruikers opleveren. De CREG wijst erop dat zij in het kader van andere dossiers al heeft gewezen op de neiging van Elia om het toekomstig elektriciteitsverbruik mogelijk te positief in te schatten en dat ook andere marktpelers daarover twijfels hebben geuit. De CREG waarschuwt voor een 'dubbel negatief effect' – o.w.v. dalende baten en stijgende kosten per MWh – wanneer de evolutie van het werkelijk elektriciteitsverbruik lager uitvalt dan de huidige inschatting ervan.

De Vlaamse Nutsregulator treedt de bekommernissen van de CREG bij en heeft volgende bedenkingen bij de 3 gebruikte scenario's door Elia:

- Het verleden leert ons dat een voorzichtige benadering bij het gebruik van toekomstscenario's voor het elektriciteitsverbruik aangewezen is. Onderstaande grafiek<sup>5</sup> toont de evolutie van het elektriciteitsverbruik in België (in TWh) sinds 2010 enerzijds (oranje lijn) en de verschillende inschattingen die door Elia en de FOD Economie werden gemaakt richting 2040 anderzijds (stippellijnen). Een vergelijking met het werkelijk elektriciteitsverbruik tussen 2010 en 2024 toont aan dat de ingeschatte evolutie telkens een beduidende overschatting van de werkelijke evolutie bleek te zijn.

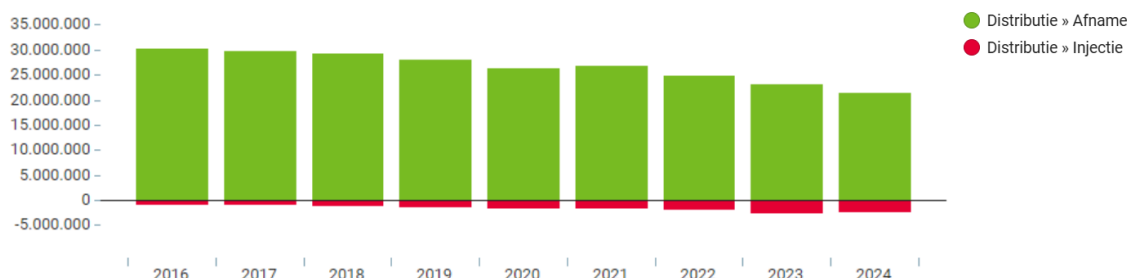


- Voor de beoordeling van netinvesteringen – en de verdeling van de kosten daarvan over netgebruikers (cf. par. 1) – is de evolutie van het elektriciteitsverbruik minder relevant; wel de evolutie van de afname(piek) en injectie(piek) van het net. Niet het verbruik, maar de piekbelasting zou netinvesteringen in hoofdzaak moeten drijven. Beide evoluties zijn niet noodzakelijk gelijklopend. Dat blijkt duidelijk uit een recente nota van de CREG over de evoluties op de Belgische groothandelsmarkten in 2023<sup>6</sup>. Figuur 1 (p. 4) in die nota geeft de evolutie weer van het elektriciteitsverbruik en de afname van het transmissienet in België. Beide vertonen de voorbije jaren een dalende trend; het verschil tussen verbruik en afname wordt daarbij telkens groter. Steeds meer lokale productie en zelfverbruik spelen daarin een rol. De studie van de CREG over de elektriciteitsbelevering van grote industriële afnemers in

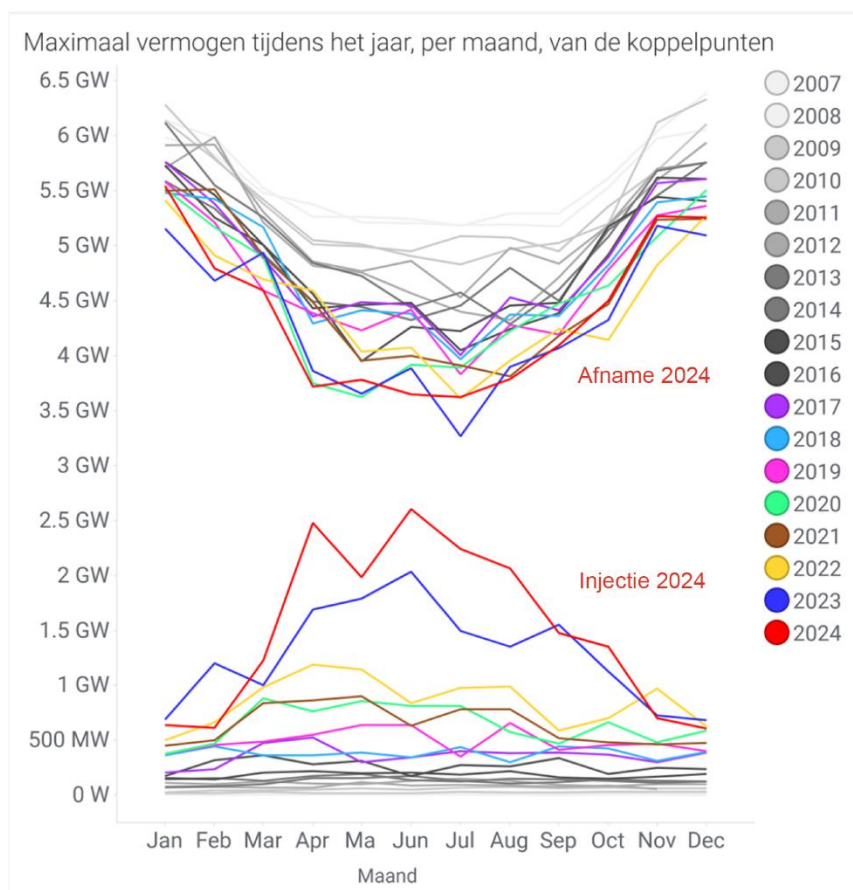
<sup>5</sup> Uit [presentatie Ondernemingsplan Vlaamse Nutsregulator 2025](#).

<sup>6</sup> Zie [nota \(Z\)2720](#) van 21/12/2024 'Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2023'.

2023<sup>7</sup> bevestigt die tendens. Figuur 1 (p. 7) in die studie illustreert dat zowel het aantal grote industriële afnemers als hun totale afname doorheen de jaren daalt. Ook wij stellen vast dat de afname door het Vlaamse distributienet van het transmissienet niet stijgt, maar al verschillende jaren daalt. De injectie vanuit het distributie- op het transmissienet neemt daarentegen toe. Onderstaande grafiek toont die evoluties (in MWh). We volgen dat op maandelijkse basis op in een dashboard op onze website.<sup>8</sup>



Ook de maximale afnamebelasting op de koppelpunten van het transmissienet met het Vlaamse distributienet vertoont doorheen de jaren een algemeen dalende trend. Voor injectie is die trend stijgend. Dat blijkt uit onderstaande grafiek, die per jaar en per maand de hoogste gezamenlijke afname- en injectiepiek (in GW) op de koppelpunten weergeeft.



<sup>7</sup> Zie [studie \(F\)2904](#) van 5/12/2024 'Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële afnemers in België in 2023'.

<sup>8</sup> Zie [dashboard aantal elektriciteitsgebruikers en hun verbruiken](#).

- De 3 scenario's van Elia wijken slechts beperkt af van elkaar. Het geschat verbruik in 2040 in zowel het 'high electricity demand' scenario als 'low electricity demand scenario' verschilt slechts 9% van dat in het 'medium electricity demand scenario'. In combinatie met bovenvermelde bedenkingen maakt dat het risico op overschatting en een dubbel negatief effect zelfs in het 'low electricity demand scenario' zeer reëel. Het gebruik van meer uiteenlopende scenario's zou dat risico kunnen verminderen.

Realistische scenario's van de toekomstige elektriciteitsafname, opgesteld door een onafhankelijke partij, zijn essentieel om de benodigde investeringen in het kader van de energietransitie correct te kunnen identificeren en de kosten onder controle te houden. Wij zijn bereid om daarbij input te geven vanuit onze inzichten over de evoluties op het Vlaamse distributienet. Ook als Vlaamse Nutsregulator worden wij immers geconfronteerd met deze problematiek bij de beoordeling van de investeringsplannen van de distributienetbeheerders en plaatselijk vervoernetbeheerder.

### 3. Beoordeling en verwerping van kosten van budgetoverschrijdingen

De CREG concludeert in haar rapport (p. 48-49) dat een bedrag van € 1.570 miljoen aan kostenverhogende effecten rechtstreeks toe te schrijven is aan eenzijdige, technische keuzes door Elia en betreurt dat Elia belangrijke wijzigingen aan het MOG II-design heeft aangebracht zonder dat aan de autoriteiten mee te delen. De CREG geeft aan dat zij binnen het kader van haar tarifaire bevoegdheid de redelijkheid van de gemaakte kosten voor het MOG II verder blijft opvolgen en beoordelen en daarbij systematisch zal nagaan of deze kosten ten laste moeten worden gelegd van de Belgische netgebruikers.

De Vlaamse Nutsregulator begrijpt uit de tariefmethodologie van de CREG (Titel 5.4, art. 29) dat zij het redelijk karakter van gemaakte kosten beoordeelt volgens een aantal cumulatieve basiscriteria. Mogelijk bieden criterium 3 ('kosten moeten verantwoord zijn rekening houdende met het algemeen belang') en criterium 4 ('kosten moeten onvermijdelijk zijn voor de netbeheerder') een basis om de bovenvermelde € 1.570 miljoen aan kosten, voor zover die effectief worden gemaakt, kritisch te toetsen. Wij steunen de CREG om die beoordeling te maken en kosten, die de toetsing niet zouden doorstaan, te verwerpen.

De CREG beveelt de federale wetgever verder aan (p. 76) om in artikel 12, §5 van de Elektriciteitswet een richtsnoer toe te voegen dat de CREG in acht zou moeten nemen bij het uitwerken van haar tariefmethodologie. Dat richtsnoer zou de CREG verplichten om de netbeheerder aan te moedigen zijn budgetramingen te verbeteren en in te grijpen op de recuperatie van kosten van budgetoverschrijdingen via de tarieven.

De Vlaamse Nutsregulator meent dat de CREG niet hoeft te wachten op het voorgestelde richtsnoer om haar verantwoordelijkheid te kunnen nemen. De CREG kan overwegen om op basis van de haar toegewezen tariefbevoegdheid autonoom eventuele kosten van budgetoverschrijdingen te beoordelen en verwerpen. We steunen de CREG in ieder geval om zowel huidige als toekomstige budgetoverschrijdingen van Elia kritisch te beoordelen en ervoor te zorgen dat ontspoorde kosten niet in de transmissienettarieven komen. Dergelijke beoordeling is uiterst belangrijk, zeker nu Elia recent aankondigde dat naast het MOG-II project ook voor het Ventilus-project kostenstijgingen dreigen<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> De Standaard, 26/02/2025 'Ook hoogspanningslijn Ventilus kampt met hogere prijzen'.

## 4. Reguleringsmethode met stimulans tot kostenefficiëntie

De CREG past in haar tariefmethodologie voor CAPEX-kosten o.i. een systeem van *cost plus*-regulering toe. De oplopende kosten met betrekking tot het MOG II-project behoren hoofdzakelijk tot die categorie; in 2034 zou € 629,5 miljoen van de totale MOG II-kosten om financierings- en afschrijvingskosten gaan (cf. supra). Volgens dat systeem ontvangt Elia via de transmissienettarieven een billijke marge op de ‘regulated asset base’ (RAB) als vergoeding voor het geïnvesteerd eigen vermogen en kan hij afschrijvingen en de financiële kosten van geleend vreemd vermogen (*embedded cost* principe) volledig doorrekenen. De RAB wordt elk jaar verhoogd in functie van de investeringsuitgaven. Zo zouden de geschatte investeringsuitgaven van het MOG II-project, bij behoud van het huidig ontwerp, de RAB van Elia tegen 2034 laten verdubbelen. De CREG stelt in haar rapport (p. 50) in dat verband dat, ‘vanuit het standpunt van Elia, de business case voor bijkomende investeringen op deze manier steeds positief is en onafhankelijk van hun toegevoegde maatschappelijke waarde.’

De CREG neemt zich in haar rapport (p. 77) voor om bij het opstellen van de nieuwe tariefmethodologie voor de reguleringsperiode 2028-2032 mogelijke alternatieven voor haar reguleringsmethode te onderzoeken. Die zouden de netbeheerder (meer) moeten aanmoedigen om het gebruik van bestaande assets te optimaliseren en investeringskosten te minimaliseren.

De Vlaamse Nutsregulator onthaalt het voornemen van de CREG als een positieve ontwikkeling. Wij delen de bezorgdheid van de CREG dat het huidig systeem van *cost plus*-regulering Elia onvoldoende aanzet tot kostenefficiëntie. In het ‘Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024’ van CEER wordt het gebrek aan efficiëntieprikkels als dé reden aangehaald waarom de meeste regulatoren afgestapt zijn van *cost plus*-regulering richting *revenue cap*-regulering.<sup>10</sup> In een systeem van inkomsten- of *revenue cap*-regulering worden kosten geplafonneerd en wordt er dus een maximum bepaald dat de netbeheerders via de tarieven mogen doorrekenen. De Vlaamse Nutsregulator past, sinds de start van zijn tariefbevoegdheid in 2015, een inkomstenregulering toe op CAPEX- en OPEX-kosten.

In RAPP-2023-22 uitten we bij de CREG al eerder onze bekommernissen over haar keuze voor een systeem van *embedded costs* voor de vergoeding van vreemd vermogen.

Het opstellen en bijsturen van een tariefmethodologie die de netbeheerder maximaal stimuleert tot efficiëntie, maar er tegelijk voor zorgt dat die netbeheerder voldoende middelen heeft om zijn taken uit te voeren, in het bijzonder met het oog op zijn cruciale rol in de energietransitie, is geen evidente opdracht. Ook als Vlaamse Nutsregulator staan we voor die uitdaging en blijven we dat evenwicht bewaken. We steunen de CREG dan ook voluit in zijn onderzoek naar alternatieven.

<sup>10</sup> Zie [rapport](#) van 03/02/2025 ‘Report on Regulatory Frameworks for European Networks 2024’: “In the past, cost-based regulation approaches (rate-of-return regulation or cost-plus regulation) were widely used for tariff regulation purposes. The rate-of-return model guarantees the regulated company a certain pre-defined RoR on its RAB. Another approach is cost-plus regulation, in which a pre-defined profit margin is added to the costs of the company. Evidently, the regulated company has no incentive to minimise its costs under a cost-based regulation framework, because it can increase its profits by simply expanding the asset or cost base. Under cost-plus regulation a company may have an incentive to signal incorrect costs to the regulator or to even opt for wasting resources in order to increase the cost base (“gold-plating”). As a response to the major drawbacks of cost-based regulation, incentive-based approaches to tariff regulation were first developed in Great Britain and are currently applied in many other countries. [...] Most European countries use incentive-based regulation in the form of a revenue cap.”

We vestigen in dat kader ten slotte de aandacht op het recent tussenarrest van het Marktenhof te Brussel<sup>11</sup> in een lopende rechtszaak over onze tariefmethodologie 2025-2028, aangespannen door de Vlaamse distributienetbeheerders. Het Marktenhof heeft daarin bijzondere aandacht voor de mate waarin nettarieven uitsluitend efficiënte kosten weerspiegelen, zoals bepaald in artikel 18(1), eerste zin van de verordening (EU) 2019/943 (Elektriciteitsverordening). Het Marktenhof heeft daarover een prejudiciële vraag gesteld aan het Hof van Justitie van de Europese Unie. We willen de CREG hier graag attent op maken omdat ook de transmissienettarieven en de reguleringsmethode van de CREG in zijn geheel aan artikel 18(1) van de Elektriciteitsverordening moeten voldoen.

## 5. Conclusie

De Vlaamse Nutsregulator waardeert het rapport over de kostenstijging van het MOG-II project en de publieke raadpleging die de CREG daarover organiseert.

Het rapport zorgt voor meer transparantie voor alle belanghebbenden. We moedigen de CREG aan om verdere stappen in die richting te zetten, met name door de toegepaste principes bij de toewijzing van kosten aan verschillende categorieën netgebruikers op te nemen in de tariefmethodologie.

We onderschrijven de nood aan onafhankelijke, realistische toekomstscenario's voor het elektriciteitsverbruik/-afname om benodigde netinvesteringen en de kosten en baten daarvan adequaat te kunnen inschatten.

Verder steunen we de CREG om de kosten van budgetoverschrijdingen van Elia kritisch te beoordelen en een onderzoek te voeren naar alternatieve reguleringsmethodes die kostenefficiëntie stimuleren.

Tot slot reiken we graag de hand naar de CREG om over deze zaken binnen FORBEG verder van gedachten te wisselen en best practices tussen regulatoren te delen.

---

<sup>11</sup> Marktenhof 19 februari 2025 (2024/AR/1299).