

Consultatieverslag over de kalibratie van het bijkomend vereist rendement in het kader van een individuele derogatie op de intermediaire prijslimiet in het kader van het CRM.

1. Context

In antwoord op een opmerking van FEBEG tijdens de voorgaande consultatie over dit onderwerp (27 mei 2021 tot en met donderdag 3 juni 2021) heeft de AD Energie van de FOD Economie een publieke consultatie geopend rond de concrete voorgestelde waarden voor het bijkomend vereist rendement in het kader van de individuele derogatie op de intermediaire maximumprijs. De consultatie liep van 11 tot en met 25 juni 2021. Twee reacties werden ontvangen: CREG en FEBEG. Dit verslag bevat een samenvatting van de verschillende ontvangen opmerkingen en besluit met een wijziging van het koninklijk besluit.

2. Behandeling van de opmerkingen

a. Praktische bezwaren

- Febeg betreft de erg korte tijdsperiode die gegeven werd aan de marktpartijen om te reageren op de consultatie. Daarenboven betreft zij de introductie van wijzigingen aan het design zo kort bij de eerste veiling.

In lijn met haar feedback op vorige publieke consultatie , kan de AD Energie van de FOD Economie begrip opbrengen voor dit standpunt. Daartegenover staat dat de wijziging die ter consultatie werd voorgelegd reeds was aangekondigd in het Koninklijk Besluit (§10 van artikel 21 van het Koninklijk Besluit van 28 april 2021), dat het consultatieverslag bij de eerste consultatie uitdrukkelijk vermeldt dat zo snel als mogelijk de wijziging zou worden doorgevoerd en dat over de wijziging ook reeds inhoudelijke uitleg en overleg heeft plaatsgevonden in het kader van de volgende Adequacy & Flexibility Study.

Niettemin werd beslist de wijziging aan het KB momenteel te beperken tot de eerstkomende veiling (artikel 21). Voor de daaropvolgende veilingen zullen de wijzigingen gegroepeerd en zonder hoogdringendheid doorgevoerd worden.

- De CREG deelt mee dat de link naar de studie van professor Boudt niet correct werkt, hoewel hier veelvuldig naar verwezen wordt.

De correcte link naar de vermelde studie is als volgt: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_200_report_professorboudt.pdf. In elk geval was de studie steeds raadpleegbaar en reeds voorafgaand bij quasi alle marktspelers betrokken bij het CRM gekend. De AD Energie van de FOD Economie heeft tijdens de consultatie ook geen opmerkingen of vragen ontvangen van potentiële respondenten naar aanleiding van het probleem met deze link.

b. Algemene bemerkingen bij de kalibratie van het bijkomend vereist rendement

- CREG wijst erop dat de voorgestelde methodologie ter bepaling van het bijkomend vereist rendement in lijn ligt met de methodologie toegepast in het kader van de studie rond de

bevoorradszekerheid voor de periode 2022-2032 uitgevoerd door de netbeheerder en dat dezelfde methodologie zou moeten gebruikt worden voor de bepaling van de betrouwbaarheidsnorm om conform te zijn met de ACER-methodologie.

De AD Energie van de FOD Economie stelt vast dat deze opmerkingen niet vallen onder het toepassingsgebied van onderhavige publieke consultatie. De consistentie tussen de methodologie voor het bepalen van de gewogen gemiddelde kapitaalskost in het kader van de studie rond de bevoorradszekerheid en deze voor de bepaling van de betrouwbaarheidsnorm is immers niet relevant in het kader van deze publieke consultatie over de individuele derogatie op de intermediaire maximumprijs in het kader van de CRM. Echter, de AD Energie van de FOD Economie wenst desalniettemin te benadrukken dat de consistentie met de methodologie van Professor Boudt ook bij het bepalen van de betrouwbaarheidsnorm in rekening werd genomen.

- Hoewel de CREG het algemene principe ondersteunt om de hoogte van de risicopremie mee te laten bepalen in functie van het gesimuleerde distributieprofiel van de inkomsten, is ze van mening dat het bestaan van forward markten mee in rekening moet worden gebracht.

Gezien de CREG al een gelijkaardige opmerking heeft geformuleerd in het kader van de publieke consultatie van de netbeheerder betreffende de aangepaste methodologie voor de “economic viability check” in de studie rond de bevoorradszekerheid, verwijst de AD Energie van de FOD Economie in eerste instantie naar het antwoord van de netbeheerder in dit kader¹.

Daarnaast is het belangrijk te vermelden, zoals ook beschreven in de bovenvermelde publieke consultatie, dat de hedging opportuniteiten zijn meegenomen in de studie van Professor Boudt, waarop de kalibratie van het bijkomend vereist rendement is gebaseerd. Dergelijke hedging opportuniteiten hebben voornamelijk een risico-mitigerende impact voor baseload capaciteiten (zie bijvoorbeeld studie Professor Boudt – sectie 3.2):

“The hurdle rate of a project increases when (...) there are less opportunities to mitigate the project risk by hedging and/or there is an increase in the cost of financial and operational hedging. For instance, for baseload and merit order technologies forward products are more appropriate hedging instruments than for technologies with high activation costs.”

- CREG is van mening dat de concrete bepaling van de waarden van het bijkomend vereist rendement nog verder verduidelijkt zou moeten worden.

Zoals reeds toegelicht in de nota “KB wijziging IPC derogatie – toelichting waarden” kan er geen wiskundige formule ter aggregatie van de marginale impact van iedere risicoparameter toegepast worden, gezien de onderlinge afhankelijkheid tussen de verschillende projectrisicofactoren. Daarom is de bepaling van het bijkomend vereist rendement, in lijn met de studie van Professor Boudt en met het oog op het vermijden van dubbeltellen van risico’s, op een heuristische manier gebeurd, rekening houdend met de principes opgenomen in het koninklijk besluit. Desalniettemin werd – zoals toegelicht in de hierboven vermelde nota – een consistente en volgare aanpak gehanteerd ter bepaling van de concrete waarden.

¹ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20201030_00_consultation_report_adequacyflexibilitystudy_2022_2032_v3.pdf

- FEBEG herhaalt een aantal van haar algemene commentaren met betrekking tot de derogatie op de intermediaire maximumprijs. Zo is Febeg het er niet mee eens dat de methodologie voor de “economic viability assessment” in het kader van studies rond de bevoorradingszekerheid gebruikt wordt in het kader van de individuele derogaties, gezien dit geen vereiste is volgens de Europese methodologieën. Daarnaast merkt FEBEG opnieuw op dat Elia niet bevoegd is om de berekeningen van de verwachte inkomsten te maken aangezien de netbeheerder assumpties en parameters kan gebruiken die potentieel kunnen afwijken van de realiteit en van de inschattingen van de marktspeler zelf. Het zou volgens FEBEG aan de marktpartijen zelf moeten zijn om hun eigen inschatting te maken.

De AD Energie van de FOD Economie stelt vast dat deze opmerkingen niet vallen onder het toepassingsgebied van onderhavige publieke consultatie. Desalniettemin kan zij beknopt de eerder gegeven repliek hierop herhalen.

- AD Energie van de FOD Economie benadrukt opnieuw dat het de wens van de beleidsmakers is om best practices zoveel als mogelijk coherent toe te passen, ook al bestaat daarvoor geen juridische verplichting en verwijst hiervoor naar haar consultatieverslag betreffende de [vorige publieke consultatie](#).
 - Zoals reeds uitgebreid geargumenteed in dezelfde reactie op de publieke consultatie, kan de mogelijkheid om af te wijken van de intermediaire maximumprijs niet afhangen van de loutere inschatting van de marktpartij zelf voor componenten die niet specifiek zijn aan de betrokken eenheid teneinde een gelijke behandeling te verzekeren. Daarenboven voorziet het Koninklijk Besluit weliswaar dat de netbeheerder berekeningen rond de verwachte inkomsten uitvoert, maar dat de finale appreciatie hiervan gebeurt door de regulator waarvoor deze berekeningen slechts een van de inputs zijn.
- FEBEG herhaalt ook een aantal algemene beschouwingen rond het complexe proces voor het nemen van investeringsbeslissingen en benadrukt het belang van het verdisconteren van prijspieken in het kader van dergelijke investeringsbeslissingen.

Gezien dezelfde feedback ook reeds werd bezorgd in het kader van vorige publieke consultatie rond de individuele derogatie op de intermediaire maximumprijs, verwijst de AD Energie van de FOD Economie naar haar feedback in het consultatieverslag van deze vorige publieke consultatie.

c. Concrete waarden voor de kalibratie van de hurdle premium

- FEBEG is van mening dat de “gewogen gemiddelde kapitaalkost” een parameter is die door de marktpartij zelf moet kunnen worden voorgesteld en dat de waarden voor de “gewogen gemiddelde kapitaalkost” en het bijkomend vereist rendement te laag zijn gezien de onzekerheden waaraan de meeste technologieën onderhevig zijn. Daarenboven geeft FEBEG aan dat:
 1. de ACER-methodologie vereist dat een gedifferentieerde WACC per technologie wordt toegepast waar relevant,

2. de risk free rate en de equity premium moeten op hetzelfde tijdstip in aanmerking worden genomen,
3. de dataset voor equity beta moet groter zijn.

Eerst en vooral merkt de AD Energie van de FOD Economie op dat de waarde voor de WACC rechtstreeks is overgenomen uit de studie van Professor Boudt. In deze studie werd deze parameter berekend volgens de niet-bindende richtlijnen van bijlage 2 van de Europese VOLL, CONE, RS Methodologie². Deze richtlijnen suggereren inderdaad om een technologie-specifieke gewogen kapitaalskost toe te passen waar relevant. Zoals beargumenteerd in de studie van Professor Boudt wordt de technologie-specifieke differentiatie via het bijkomend vereist rendement meegenomen.

De data voor de onderliggende parameters van de gewogen gemiddelde kapitaalskost (risk-free rate, equity premium, equity beta, gearing) zijn door Professor Boudt bepaald op basis van publiek beschikbare data voor Europese bedrijven in de energiesector en marktdata, in lijn met de bovenvermelde Europese methodologie. Wat betreft de berekening van de equity beta is het niet duidelijk op basis waarvan FEBEG concludeert dat hiervoor slechts twee bedrijven in rekening zouden zijn genomen.

- FEBEG geeft daarnaast mee dat het bijkomend vereist rendement hoger zou moeten liggen gezien de onzekerheden waaraan de investeringen in de meeste technologieën onderhevig zijn. FEBEG verwijst onder andere naar het feit dat:
 1. ook in een marktdesign met implementatie van een capaciteitsvergoedingsmechanisme een deel van de inkomsten afkomstig is van de energiemarkt;
 2. het feit dat er slechts 1-jarige capaciteitscontracten worden afgesloten;
 3. de timing van de veiling die plaatsvindt voor de start van de periode van capaciteitslevering.
- FEBEG gaat niet akkoord met het hogere vereist rendement voor vraagrespon. Ten slotte vraagt FEBEG zich hierbij ook af hoe de split tussen de categorie met of zonder investeringen met een economische levensduur van 3 jaar gemaakt is.

De voorgestelde kalibratie van het bijkomend vereist rendement houdt rekening met de door FEBEG aangehaalde bezorgdheden. De AD Energie van de FOD Economie verwijst hiervoor naar haar nota "KB wijziging IPC derogatie – toelichting waarden".

Vooreerst wordt er inderdaad rekening gehouden met het feit dat een deel van de inkomsten afkomstig blijven uit de energiemarkt. Om deze reden wordt er ook in een CRM-context een bijkomend vereist rendement toegepast voor alle technologieën, zij het beperkter dan in een EoM-marktdesign. Een deel van de verwachte inkomsten, namelijk deze uit de energiemarkt, blijft immers onderhevig aan het bijhorende modelrisico en de non-normaliteit van de gesimuleerde inkomstenverdeling en het neerwaartse risico.

2

https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%202023-2020_Annexes/ACER%20Decision%202023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

Het is inderdaad correct dat het risk-mitigerende effect van de capaciteitsmarkt slechts impact heeft voor een periode van 1 jaar, gezien de capaciteiten in scope van de derogatie van de intermediaire maximumprijs enkel 1-jarige capaciteitscontracten kunnen afsluiten. Hier wordt rekening mee gehouden via het hoger bijkomend vereist rendement voor capaciteiten met investeringen van minstens 3 jaar, gezien voor deze capaciteiten de looptijd van het capaciteitscontract beperkt is ten opzichte van de volledige economische levensduur. Ook het modelrisico is in rekening gebracht in de kalibratie van het bijkomend vereist rendement, zij het met een belangrijkere impact voor capaciteiten met een langere economische levensduur. De split tussen de categorieën met of zonder investeringen van minstens 3 jaar is gebaseerd op de studie van Professor Boudt, waarin expliciet wordt gesteld dat het minimum bijkomend vereist rendement van toepassing is zodra de investeringshorizon meer dan drie jaar bedraagt.

Ten slotte wenst de AD Energie van de FOD Economie nog op te merken dat het hogere vereist rendement voor vraagrespons in lijn ligt met de ranking van de technologieën die door Professor Boudt werd vastgesteld in functie van vastgestelde investeringsrisico's. Het hogere vereist rendement wordt voornamelijk gedreven door de sterke non-normaliteit van de verdeling van de verwachte inkomsten voor deze capaciteiten en het feit dat er minder interessante hedging opportuniteiten bestaan voor deze super peak technologieën.

Lagere investeringskosten voor vraagrespons hebben impact op de individuele derogatie-aanvraag, gezien lagere kosten in rekening worden gebracht bij het al dan niet toestaan van de derogatie. Ten slotte vraagt AD Energie van FOD Economie zich af op basis van welke data FEBEG concludeert dat vraagrespons volledig of grotendeels zal steunen op inkomsten uit de capaciteitsmarkt. Dit blijkt niet uit bijvoorbeeld het netbeheerdersverslag³ of de Haulogy kostenstudie⁴, waaruit blijkt dat niet de bestaande vraagrespons capaciteiten, maar wel een bestaande CCGT een hoger niveau van "missing money" (uitgedrukt in EUR/MW/jaar) heeft.

³ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201204_dy2025---y-4-auction---calibration-report_fr.pdf

⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Haulogy-CRM-Cost-Assesment-20210209-presentation.pdf>