

Voorstel

(C)2428

1 september 2022

Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor de T-4 veiling met leveringsperiode 2027-2028

Gedaan met toepassing van art. 4, §1, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en de voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. Wettelijk kader	4
1.1. Nationale wetgeving.....	4
1.1.1. De Elektriciteitswet	4
1.1.2. Het koninklijk besluit van 28 april 2021	6
1.2. De elektriciteitsverordening.....	8
2. Antecedenten	9
2.1. Algemeen.....	9
2.2. Raadpleging	11
2.2.1. Overzicht van de reacties	11
2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties.....	11
3. Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer en correctiefactor X.....	20
3.1. Voorafgaande bemerkingen.....	20
3.2. Beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën	20
3.3. Voorstel van de gewogen gemiddelde kost van kapitaal.....	22
3.4. Voorstel van de brutokost van een nieuwkomer voor verschillende technologieën	23
3.5. Voorstel voor de correctiefactor X.....	24
4. Conclusie	26
Bijlage	27

INLEIDING

1. In het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme en in het bijzonder de voorbereiding van de derde T-4 veiling die in 2023 zal plaatsvinden met capaciteitslevering startend op 1 november 2027, heeft de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (hierna : “CREG”) voorliggend voorstel opgemaakt van de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal.
2. Dit voorstel werd gemaakt met toepassing van artikel 4, §1, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en de voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna: “het koninklijk besluit van 28 april 2021”).
3. Dit voorstel bestaat uit vier hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld. Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten. Het derde hoofdstuk bevat het eigenlijke voorstel voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal. Het vierde hoofdstuk bevat de conclusie van dit voorstel.
4. Dit voorstel werd goedgekeurd door het directiecomité van de CREG via een schriftelijke procedure op 1 september 2022.

1. WETTELIJK KADER

1.1. NATIONALE WETGEVING

1.1.1. De Elektriciteitswet

5. Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen, goedgekeurd. Deze wet creëert een algemeen kader met het oog op de invoering van een marktbreed capaciteitsmechanisme en bepaalt het proces en de taakverdeling voor de uitwerking van de verschillende deelaspecten van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door middel van diverse koninklijke besluiten en marktregels. Deze wet werd gewijzigd door de wet van 15 maart 2021 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en tot wijziging van de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen.

6. Artikel 7undecies, §1, van de Elektriciteitswet legt het basisprincipe van periodieke veilingen vast en benadrukt onder meer het belang van de kostenbeheersing van het ingestelde capaciteitsvergoedingsmechanisme:

“Er wordt een capaciteitsvergoedingsmechanisme ingesteld.

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme functioneert op basis van periodieke veilingen met het oog op de toekenning van de capaciteitsvergoeding.

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme is zodanig ontworpen dat de kostprijs ervan zo laag mogelijk blijft.”

7. Artikel 7undecies, §2 van de Elektriciteitswet voorziet:

“De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, met welke parameters het volume van de aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de commissie, na raadpleging van de marktspelers, en na advies van de Algemene Directie Energie.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de andere dan de in het eerste lid bedoelde parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, d.w.z. de reductiefactoren, de referentieprijs, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprijs, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de netbeheerder, dat wordt opgesteld na raadpleging van de marktdeelnemers, en na advies van de commissie.

De Koning bepaalt bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en), na raadpleging van de marktdeelnemers. Een individuele uitzondering wordt toegekend door de commissie.”

8. Artikel 7undecies, §3 van de Elektriciteitswet voorziet:

“Op basis van de door de Koning overeenkomstig paragraaf 2, eerste lid, bepaalde parameters en hun berekeningsmethoden, stelt de netbeheerder een verslag op met de berekeningen die nodig zijn voor het opstellen van het in paragraaf 4 bedoelde voorstel.

Op basis van de door de Koning in toepassing van paragraaf 2, tweede lid, bepaalde parameters en berekeningsmethoden, doet de netbeheerder een voorstel voor de reductiefactoren, de referentieprij, de intermediaire prijslimiet(en) en de uitoefenprij voor de veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van de capaciteitslevering, alsook voor het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit.

Uiterlijk op 15 november van ieder jaar worden het verslag en het voorstel van de netbeheerder bedoeld in het eerste en tweede lid overgemaakt aan de minister, de commissie en de Algemene Directie Energie.

Uiterlijk op 1 februari van ieder erop volgend jaar, geeft de commissie een advies aan de minister over het voorstel van de netbeheerder bedoeld in het tweede lid.”

9. Artikel 7undecies, §4 van de Elektriciteitswet voorziet:

“Uiterlijk op 1 februari van ieder erop volgend jaar, doet de commissie aan de minister, een voorstel over de specifieke waarden van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald bedoeld in paragraaf 2, eerste lid, met het oog op de organisatie van de veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van capaciteitslevering, en bezorgt daarvan een kopie aan de Algemene Directie Energie en de netbeheerder. De commissie doet dat voorstel na toepassing van de betreffende berekeningsmethode bedoeld in paragraaf 2, eerste lid, en op basis van de berekeningen van het in paragraaf 3, lid 1, bedoelde verslag van de netbeheerder. Dit voorstel bevat eveneens een voorstel voor het minimale volume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering plaatsvindt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken.”

10. Artikel 7undecies, §5 van de Elektriciteitswet voorziet:

“Uiterlijk op 1 maart van ieder jaar geven de Algemene Directie Energie en de netbeheerder een advies aan de minister over het voorstel van de commissie bedoeld in paragraaf 4.”

11. Artikel 7undecies, §6, eerste lid van de Elektriciteitswet voorziet:

“Uiterlijk op 31 maart van ieder jaar, op basis van de voorstellen en de adviezen bedoeld in de paragrafen 3, 4 en 5, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid zoals bepaald in paragraaf 7, na overleg in de Ministerraad, geeft de minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie, bepaalt het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit, en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. Dit minimaal te reserveren volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken.”

12. Artikel 7undecies, §6, eerste lid van de Elektriciteitswet verwijst tevens naar artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet daar waar het gaat om de bepaling van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid (“de betrouwbaarheidsnorm”). Met betrekking tot de betrouwbaarheidsnorm bepaalt artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet het volgende:

“Het niveau van bevoorradingszekerheid te bereiken door het capaciteitsvergoedingsmechanisme, komt overeen met de betrouwbaarheidsnorm. De vraagcurves voor de veilingen worden zodanig gekalibreerd dat deze betrouwbaarheidsnorm bereikt wordt.

Op voorstel van de commissie, gebaseerd op de methode bedoeld in artikel 23(6) van de Verordening (EU) nr. 2019/943, bepaalt de Koning, na advies van de Algemene Directie Energie en van de netbeheerder, bij een besluit overlegd in Ministerraad, de betrouwbaarheidsnorm. Hetgeen bepaald wordt in artikel 7bis, § 2, geldt als betrouwbaarheidsnorm totdat de Koning de betrouwbaarheidsnorm heeft bepaald krachtens dit lid.

De Algemene Directie Energie, in samenwerking met het Federaal Planbureau en de commissie, wordt aangewezen als de bevoegde autoriteit om de enkele raming vast te stellen van de waarde van de verloren belasting, bedoeld in artikel 11 van de Verordening (EU) 2019/943 en, voor het eerst, binnen de zes maanden na de publicatie van het goedgekeurde voorstel, bedoeld in artikel 23, lid 6, ervan. Elke enkele raming, vastgesteld door de Algemene Directie Energie in uitvoering van deze Verordening, wordt goedgekeurd door de Koning bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad.

De Algemene Directie Energie wordt aangewezen om de kosten voor een nieuwe toegang te bepalen, bedoeld in artikel 23, lid 6, van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit. De kost van een nieuwe toegang wordt goedgekeurd door de Koning bij besluit, vastgesteld na overleg in de Ministerraad.

Voor de opmaak van het verslag, de adviezen, de voorstellen en van de beslissing bedoeld in de paragrafen 2 tot en met 6 wordt rekening gehouden met de betrouwbaarheidsnorm die in werking is op 15 september van het jaar voorafgaand aan het jaar van de veiling.”

1.1.2. Het koninklijk besluit van 28 april 2021

13. In uitvoering van artikel 7undecies, §§2, 3 en 6 van de Elektriciteitswet werd het koninklijk besluit aangenomen van 28 april 2021.

14. Artikel 2 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 legt het volgende vast:

“§ 1. De netbeheerder maakt zijn verslag en zijn voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999 en zoals beschreven in artikel 7, § 2 op basis van een referentiescenario, bedoeld in artikel 3, § 7 en de intermediaire waarden, bedoeld in artikel 4, op.

§ 2. De commissie doet haar voorstel bedoeld in artikel 7undecies, § 4, van de wet van 29 april 1999, op basis van datzelfde referentiescenario en dezelfde intermediaire waarden.”

15. Met betrekking tot de intermediaire waarden bepaalt artikel 4 van het Koninklijk besluit van 28 april 2021, zoals gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022¹:

“§ 1. De commissie stelt in samenwerking met de netbeheerder een voorstel op van de volgende intermediaire waarden :

1° de brutokost van een nieuwkomer van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 4;

2° de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, § 8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, § 2, 1°;

3° de gewogen gemiddelde kost van kapitaal, hierna "WACC", die overeenkomt met de som van het minimumrendement en een risicopremie, waarmee rekening moet worden gehouden bij de berekening van de brutokost van een nieuwkomer, overeenkomstig 1°, en de nettokost van een nieuwkomer, overeenkomstig artikel 10, § 6. Deze risicopremie kan worden gedifferentieerd naargelang de referentietechnologie en in functie van de economische levensduur van de investering.

Voor de veiling van 2022 worden de volgende waarden gebruikt:

a) minimumrendement: 5,53% voor alle technologieën;

b) risicopremie: zoals bepaald in bijlage 2 bij dit besluit voor de technologieën die opgenomen zijn in de lijst van referentietechnologieën bedoeld in artikel 10, § 4.

§ 2. Het voorstel wordt onderworpen aan een openbare raadpleging gedurende minimaal één maand en wordt aangepast in functie van de resultaten ervan.

§ 3. De intermediaire waarden worden uiterlijk op 15 september van elk jaar vastgelegd door de Minister op basis van het voorstel van de commissie en diens consultatieverslag. De Minister kan hierbij afwijken van het voorstel van de commissie mits passende motivatie.”

16. Artikel 10, §4 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt het volgende, zoals gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022:

“De methode voor het bepalen van de brutokost van verschillende technologieën, bedoeld in artikel 4, is gebaseerd op de in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, lid 6 van Verordening (EU) 2019/943 en volgt de twee hieronder beschreven stappen:

Eerst wordt op basis van de volgende criteria een beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën opgesteld :

1° de referentie voor elke technologie moet een nieuwkomer zijn, die nog niet toegetreden is tot de elektriciteitsmarkt en waarvoor nog geen bestaande infrastructuur beschikbaar is;

2° de lijst is gebaseerd op de in de Belgische regelzone bestaande technologieën en op de technologieën die redelijkerwijs voor het betrokken jaar beschikbaar zouden kunnen zijn;

3° voor technologieën met een aantal draaiuren van dezelfde grootteorde, worden de technologieën met significant hogere kostenparameters uitgesloten van de beperkte lijst;

¹ Koninklijk besluit van 27 januari 2022 tot wijziging van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (hierna: “het koninklijk besluit van 27 januari 2022”).

4° de technologieën moeten voldoen aan de CO₂-emissiegrenswaarden, bedoeld in artikel 22, lid 4, van Verordening (EU) 2019/943 en andere wettelijke grenswaarden.

Ten tweede wordt een gedetailleerde analyse van de kosten over de hele levensduur van de referentie voor elke technologie uitgevoerd op basis van de beperkte lijst van in aanmerking komende technologieën en rekening houdend met de reductiefactor verbonden aan elke technologie, zoals bedoeld in artikel 13, om de waarde van de brutokost van een nieuwkomer te bepalen, evenals het bijbehorende referentiemodel voor elke technologie.”

17. Artikel 10, §5 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt het volgende, zoals gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022:

“De brutokost van een nieuwkomer wordt ten minste om de vijf jaar of op verzoek van de minister, opnieuw beoordeeld op basis van de meest recente beschikbare informatie.”

18. Artikel 10, §8 en §9 van het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepalen het volgende:

“ § 8. De maximumprijs wordt bepaald als het product van de nettokost van een nieuwkomer, vermenigvuldigd met de correctiefactor X zoals vastgelegd overeenkomstig artikel 4, § 3.

§ 9. De waarde van de correctiefactor X houdt rekening met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, de variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten en netto inkomsten uit balanceringsdiensten.”

1.2. DE ELEKTRICITEITSVERORDENING

19. Voor de berekeningsmethode van de intermediaire waarden verwijst het koninklijk besluit van 28 april 2021 naar artikel 23, lid 6, van de verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna, de “Elektriciteitsverordening”). Voor de berekening van de kosten voor een nieuwe toegang wordt ook in artikel 7*undecies*, §7 van de elektriciteitswet verwezen naar dezelfde bepalingen van de Elektriciteitsverordening.

20. Daarin wordt het volgende bepaald:

“Uiterlijk op 5 januari 2020 dient het ENTSB voor elektriciteit bij ACER een ontwerpmethodologie in voor de berekening van:

a) de waarde van de verloren belasting;

b) de "kosten voor nieuwe toegang" voor productie of vraagrespons, en

c) de in artikel 25 bedoelde betrouwbaarheidsnorm.

De methodologie is gebaseerd op transparante, objectieve en verifieerbare criteria.”

Op 2 oktober 2020 nam ACER de beslissing 23/2020 over de methodologie voor de berekening van de waarde van de verloren belasting, de kost voor nieuwe toegang en de betrouwbaarheidsnorm.

2. ANTECEDENTEN

2.1. ALGEMEEN

21. Op 24 september 2020 formuleerde de CREG haar ontwerpvoorstel (C)2086/2, waarbij de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X werd bepaald met het oog op de veiling in 2021 (hierna, "Voorstel 2086/2")².

22. Op 28 april 2021 werd het koninklijk besluit tot vaststelling van de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, inclusief hun berekeningsmethode, en van de andere parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen, alsook de methode en voorwaarden tot het verkrijgen van individuele uitzonderingen op de toepassing van de intermediaire prijslimiet(en) in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme genomen.

23. Op 30 april 2021 nam de Minister bevoegd voor Energie een Ministerieel besluit tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veiling in 2021 overeenkomstig artikel 4, § 3, van het koninklijk besluit van 28 april 2021.

24. Op 7 mei 2021 heeft de Algemene Directie Energie, op basis van de bevoegdheden die haar werden toegekend door artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet, in een nota "*Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE)*" de kosten voor een nieuwe toegang voor door de Algemene Directie Energie weerhouden referentietechnologieën bepaald, met het oog op het uitwerken van een voorstel van betrouwbaarheidsnorm door de CREG.

25. Op 28 mei 2021 heeft de CREG, op vraag van de Minister bevoegd voor Energie, een voorstel van betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied uitgebracht³.

26. Op 10 september 2021 maakte de CREG haar voorstel (C)2267 voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027 over aan de Minister bevoegd voor Energie⁴.

27. Op 15 september 2021 nam de Minister bevoegd voor Energie een Ministerieel besluit tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veiling in 2022 overeenkomstig artikel 4, § 3, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 (hierna: "het ministerieel besluit van 15 september 2021").

28. In het kader van de ontwikkeling van een methodologie ter bepaling van de gewogen gemiddelde kost van kapitaal, overeenkomstig de bepaling in artikel 4, §1, 3° van het koninklijk besluit van 28 april 2021, die bij koninklijk besluit van 27 januari 2022 werd toegevoegd (zie randnummer 15), heeft de CREG op 26 april 2022 aan Elia de data gevraagd die gebruikt werden bij de berekening van de IRR (Internal Rate of Return) in de recentste Adequacy en Flexibiliteitsstudie van Elia (in het bijzonder de onderliggende cash-flows voor de nieuwe capaciteiten vermeld in figuur 5-33 van de studie). De CREG heeft Elia gevraagd om over de gevraagde gegevens te kunnen beschikken tegen eind mei/begin juni, met het oog op het voltooiën van een methodologie en de toepassing ervan bij de bepaling van de gewogen gemiddelde kost van kapitaal in het voorliggende voorstel.

Elia heeft de CREG geïnformeerd dat de gevraagde informatie pas tegen eind juli 2022 kan worden aangeleverd.

² Voorstel (C)2086/2 van 24 september 2020, zie <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c20862>

³ Voorstel (C)2243 van 28 mei 2021: voorstel van betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied, <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c2243>

⁴ Voorstel (C)2267 van 10 september 2021, zie <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c2267>

29. Op 14 juni 2022 ontving de CREG de vraag van de Minister bevoegd voor Energie om voor 24 juni 2022 een voorstel van herziene betrouwbaarheidsnorm over te maken. Bij deze vraag werden 2 nota's van de Algemene Directie Energie toegevoegd. Een eerste nota, met als titel "*Détermination du coût d'un nouvel entrant (CoNE) – 10 juin 2022*", betreft de kosten voor een nieuwe toegang, met het oog op het uitwerken van een voorstel van betrouwbaarheidsnorm door de CREG. Een tweede nota, met als titel "*Estimation unique du coût de l'énergie non distribuée pour le territoire belge (VoLL) – 10 juin 2022*", betreft de vaststelling van de waarde van de verloren belasting.

30. Op 23 juni 2022 heeft de CREG, op vraag van de Minister bevoegd voor Energie, een voorstel van herziene betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied uitgebracht⁵.

31. In het kader van de samenwerking met de netbeheerder die vereist is door het koninklijk besluit van 28 april 2021, vond op 12 juli 2022 een meeting tussen de CREG en Elia plaats waarbij de inhoud van het ontwerpvoorstel aan de hand van slides besproken werd. Elia heeft de mogelijkheid gekregen om schriftelijke feedback te geven op de gepresenteerde slides tot vrijdag 15 juli 2022.

32. De CREG ontving op maandag 18 juli 2022 een reactie van Elia over de gepresenteerde slides van 12 juli 2022. De CREG kon deze reactie van Elia niet meer integreren in het ontwerpvoorstel dat op 19 juli 2022 door het Directiecomité van de CREG werd goedgekeurd.

33. Op 29 juli 2022 ontving de CREG van Elia een Excelbestand met daarin de berekeningen voor de IRR van verschillende technologieën.

⁵ Voorstel (C)2425 van 23 juni 2022: voorstel van herziene betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied, <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c2243>

2.2. RAADPLEGING

34. Overeenkomstig artikel 4, §2, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 werd gedurende minstens één maand een openbare raadpleging georganiseerd via de website van de CREG over het ontwerpvoorstel (C)2428. De raadpleging ving aan op 19 juli 2022 en eindigde op 18 augustus 2022.

2.2.1. Overzicht van de reacties

35. De CREG ontving drie niet-vertrouwelijke reacties op de raadpleging, namelijk van :

- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.

De drie ontvangen reacties bevinden zich in bijlage.

2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties

In deze sectie beperkt de CREG zich tot de analyse van de voornaamste reacties.

2.2.2.1. Algemene opmerkingen

2.2.2.1.1. *Elia*

36. Elia betreurt dat de CREG niet in de mogelijkheid verkeerde om haar reactie “*verzonden op maandag 17 juli 2022*” te verwerken. Elia stelt daarbij dat de CREG had aangegeven de raadpleging pas op 22 juli 2022 te zullen starten.

37. De CREG wenst toch een aantal correcties aan te brengen aan de door Elia vermelde tijdstippen. Vooreerst had de CREG bij de meeting van 12 juli 2022 gevraagd om een reactie te krijgen tegen vrijdagavond 15 juli 2022, zodanig dat de CREG deze informatie zou kunnen integreren tijdens het weekend met het oog op het finaliseren van het ontwerpvoorstel tegen maandagochtend (dus 18 juli 2022). Tijdens de meeting werd aangegeven dat de raadpleging ten laatste op 20 juli 2022 zou starten; deze datum was ook duidelijk vermeld in de presentatie van de CREG die de CREG gaf op 12 juli 2022 en die ook aan Elia werd overgemaakt. Op maandagmiddag werden de gefinaliseerde documenten overgemaakt aan het Directiecomité van de CREG ter goedkeuring. De feedback van Elia bereikte de CREG pas op maandag 18 juli 2022 om 22h11. De CREG begrijpt dan ook de reactie van Elia niet, gezien de duidelijke voorafgaande communicatie.

2.2.2.1.2. *FEBEG*

38. FEBEG maakt in de inleiding en op pagina 4 van haar reactie een algemene opmerking over prijslimieten in het CRM. FEBEG meent dat de keuze van de referentietechnologie met grote voorzichtigheid dient te worden gemaakt teneinde de bevoorradingszekerheid van België niet in het gedrang te brengen. FEBEG stelt dat het kiezen voor de technologie met de laagste kost, welke niet voldoende potentieel heeft om de bevoorradingszekerheid te garanderen, andere waardevolle technologieën zou kunnen uitsluiten en daarmee de bevoorradingszekerheid van België in het gedrang brengt.

39. De CREG begrijpt dat FEBEG, gezien het belang van haar leden, streeft naar een vraagcurve met hoge prijslimieten (Net-CoNE en algemene maximumprijs). Het vaststellen van prijslimieten heeft tot gevolg dat economisch minder efficiënte technologieën (met een hogere *missing money*) effectief riskeren niet weerhouden te worden indien zij hun geraamde *missing money* inbieden in de CRM-veiling. De CREG meent dat dit inherent is aan de organisatie van een veilingsmechanisme met een vraagcurve, zoals door de wetgever is bepaald. Het gebruik van een vraagcurve impliceert immers altijd bepaalde prijslimieten en volumebeperkingen. Voor praktisch elke prijslimiet valt er altijd wel een technologie te bedenken die een *missing money* heeft boven deze limiet. De invoering van de vraagcurve met bijhorende prijslimieten toont duidelijk aan dat de wetgever niet de bedoeling had om elke technologie toe te laten onbeperkt haar *missing money* te kunnen inbieden.

40. De CREG meent verder dat, rekening houdend met de regeringsbeslissing om twee nucleaire centrales langer open te houden en met de eerste CRM-veiling met een volume waarbij rekening werd gehouden met een volledige kernuitstap, de hoeveelheid noodzakelijke bijkomende nieuwe capaciteit vrij beperkt zou moeten zijn. Gezien de structuur van de Belgische elektriciteitsmarkt en de marktmacht van bepaalde spelers, meent de CREG dat een verhoging van de prijslimieten een risico inhoudt dat er effectief tegen deze limieten wordt geboden. De CREG deelt in de huidige omstandigheden bijgevolg de mening van FEBEG niet dat rekening moet gehouden worden met duurdere technologieën in de vraagcurve. De CREG kan echter wel akkoord gaan met de stelling van FEBEG dat de keuze van de beste technologie belangrijk is, en dat hierbij ook naar het potentieel dient te worden gekeken. Om te weten welke technologieën voldoende potentieel hebben om de bevoorradingszekerheid te garanderen, dient de grootte van het capaciteitstekort gekend te zijn. Een inschatting hiervan kan pas gebeuren na het kalibratierapport van Elia dat tegen midden november wordt opgeleverd. De CREG meent dan ook dat er geen reden is om *ex ante* bepaalde technologieën van de lijst van referentietechnologieën te schrappen omwille van een vermeend gebrek aan potentieel. De beste technologie die weerhouden zou moeten worden voor de opstelling van de vraagcurve, is deze met de laagste net-CoNE. Gezien de risico's en de variabiliteit van de inschatting van de Net-CoNE (en dus ook X-factor) verschillend zijn voor verschillende technologieën, meent de CREG dat, zoals reeds opgemerkt in het ontwerpvoorstel (randnummer 81 van het voorliggend voorstel), de vaststelling van de correctiefactor best na de simulaties van Elia zou moeten gebeuren, met kennis van de benodigde capaciteit en van de beste nieuwkomertechnologie.

41. FEBEG stelt dat de vastgestelde prijslimieten voor de T-4 veilingen in 2021 en 2022, namelijk 50€/kW en 75€/kW, niet correct waren en wellicht gebaseerd zijn op een open-cyclusgasturbine als beste technologie. FEBEG stelt verder vast dat het aantal OCGT-projecten in de vorige veilingen onvoldoende was om de noodzaak aan nieuwe capaciteit op te vullen.

De CREG wenst er op te wijzen dat de vastgestelde prijslimieten van 50 €/kW en 75 €/kW niet overeenkwamen met een berekening van de net-CoNE, maar, volgens de ministeriële besluiten houdende de instructie aan de netbeheerder om de veiling te organiseren, eerder gebaseerd waren op de Resolutie 1220/007. De CREG meent dat de door de Minister vastgestelde prijslimieten zeker niet te hoog werden vastgesteld, gezien tijdens de T-4 veiling in 2021, de prijs van 50€/kW niet eens werd bereikt. De maximumprijs van 75€/kW werd zelfs voor geen enkele technologie ingeboden tijdens deze eerste veiling.

2.2.2.1.3. *Febeliec*

42. Rekening houdend met de beslissing van de federale regering inzake de verlenging van minstens twee nucleaire centrales, vraagt Febeliec zich af in welke mate een CRM-veiling met leveringsperiode 2027-2028 nog relevant is en of het Belgische CRM nog steeds de goedkeuring van de Europese Commissie geniet en in lijn ligt met de bepalingen van het "laatste redmiddel" volgens de Europese

regelgeving. In laatste instantie vraagt Febeliec zich af of de raadpleging en bijhorende CRM-veiling wel moeten plaatsvinden.

Verder is Febeliec heel verwonderd dat Elia de door de CREG gevraagde data inzake de berekening van de IRR in de laatste adequacy- en flexibiliteitsstudie niet tijdig kon aanleveren.

43. De CREG heeft de openbare raadpleging georganiseerd binnen het huidige wettelijke kader en de haar toegewezen bevoegdheden. De beslissing tot verlenging van 2 nucleaire centrales is zeker een nieuw element ten opzichte van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme, zoals initieel ontworpen en goedgekeurd door de Europese Commissie. De CREG weet dat de Belgische overheid hierover reeds contact heeft genomen met de Europese Commissie en erkent het nut om zo vlug mogelijk duidelijkheid te krijgen over het standpunt van de Europese Commissie met betrekking tot de goedkeuring van het CRM in het licht van de beslissing tot verlenging van twee nucleaire centrales.

2.2.2.2. Lijst van in aanmerking komende technologieën en bepaling van de brutokost van een nieuwkomer

2.2.2.2.1. *ELIA*

44. Elia gaat in grote lijnen akkoord met het voorstel van de CREG inzake de voorgestelde lijst met in aanmerking komende technologieën en de geassocieerde parameters, maar heeft desalniettemin twee opmerkingen, namelijk dat zij de technologie ICgas niet geschikt acht om op te worden genomen in de lijst met in aanmerking komende technologieën, en dat DSR niet dient te worden opgenomen in de lijst met in aanmerking komende technologieën.

Met betrekking tot ICgas haalt Elia enerzijds de relatief hoge CO₂-emissiewaarden aan van deze technologie en de mogelijke verstrenging van de criteria zoals recent naar voren geschoven in een publieke consultatie van de FOD Economie en anderzijds het ontbreken van dergelijke projecten op de Belgische markt.

Met betrekking tot Demand Response verwijst Elia naar de twee veilingen in het CRM, namelijk T-4 en T-1. Deze splitsing werd gemaakt om tegemoet te komen aan de specifieke kenmerken, in het bijzonder de doorlooptijd, van de verschillende technologieën. In die context wordt Demand Response meer geschikt geacht voor de Y-1 Veiling en het zou ongepast zijn om ze dan ook mogelijks aan te duiden als de referentietechnologie voor de Y-4 Veiling. Demand Response heeft immers een relatief lage Net-CoNE in vergelijking met andere technologieën. Het gebruik van deze waarde voor de vraagcurve zou andere technologieën beletten deel te nemen aan de Y-4 Veiling, met een veel minder liquide veiling tot gevolg. Elia wijst verder op de heterogene kostenstructuur van Demand Response en meent dat een FOM van 20 EUR/kW/j een foutieve inschatting is, gezien de kosten stijgen naarmate er grotere volumes DSR worden aangesproken.

45. Met betrekking tot de berekening van de brutokost van een nieuwkomer vraagt Elia om de waarden voor de parameter x in de formule, zijnde de bouwperiode in jaren, te vermelden in het voorstel.

46. Met betrekking tot het schrappen van bepaalde technologieën uit de lijst, meent de CREG dat de door ACER goedgekeurde methodologie dient gevolgd te worden. De lijst die opgesteld werd door de FOD economie in het kader van het vaststellen van de CoNE voor de betrouwbaarheidsnorm stelt dat deze methodologie gevolgd werd. De CREG heeft wat betreft de lijst van in aanmerking komende technologieën, bepaald volgens de Europees goedgekeurde methodologie in de nota van de FOD Economie van 10 juni 2022, geen fundamentele bezwaren.

Hoewel het argument inzake de emissiewaarden van IC-gas mogelijks de lijst zou kunnen impacteren, moet vastgesteld worden dat er momenteel nog geen beslissing over het traject op tafel ligt.

Inzake vraagrespon, wenst de CREG twee bijkomende redenen te geven om deze technologie toch te behouden. Ten eerste vermeldt artikel 23, lid 6 van de Elektriciteitsverordening, dat de methodologie voor de kost van nieuwe toegang behandelt, uitdrukkelijk de technologie "vraagrespon". Het lijkt de CREG niet aanvaardbaar om gezien de uitdrukkelijke vermelding in de Elektriciteitsverordening, vraagrespon uit de lijst te schrappen. Ten tweede wenst de CREG inzake het design van het CRM met 2 veilingen toch te wijzen dat Elia met betrekking tot de Y-1 veiling soms, maar niet altijd, deze veiling inderdaad bestempelt als bedoeld voor technologieën met een korte doorlooptijd, waarbij deze veiling inderdaad meer geschikt zou zijn voor Demand Response, alsook voor bestaande capaciteiten die niet deelnamen aan de T-4 veiling. In het kader van de bepaling van het referentiescenario en de bijhorende onzekerheid over de evolutie van de elektriciteitsvraag, die mogelijks te hoog wordt ingeschat voor de T-4 veiling, beschouwt Elia de T-1 veiling als een correctieveiling waarbij de overschatting van de capaciteitsvraag in T-4 gecompenseerd kan worden door een vermindering van de te contracteren capaciteit in de T-1 veiling. Echter in dit geval, blijft er minder dan de gereserveerde T-1 capaciteit over, en riskeert Demand Response niet succesvol te kunnen deelnemen in de T-1 veiling.

De CREG stelt bijgevolg voor om alle voorgestelde technologieën te behouden.

47. De CREG gaat akkoord met Elia om de parameter x (bouwperiode in jaren) te vermelden in het voorstel (tabel 1 werd aangepast in het huidige voorstel).

2.2.2.2. FEBEG

48. FEBEG stelt vast dat de CREG voorstelt om de berekening van de CoNE, gemaakt door de DG Energie bij de FOD economie in de nota van 10/6/2022, te gebruiken. Verder stelt FEBEG vast dat de nota waarnaar verwezen wordt niet publiek beschikbaar was gedurende de raadplegingperiode.

49. De CREG wenst te benadrukken dat zij niet de berekening van de CoNE uit de nota van 10/6/2022 gebruikt heeft, maar wel de gespecificeerde basisdata vermeld in deze nota. De WACC die de CREG gebruikte bij de berekening van de CoNE is deze die werd vermeld in het ontwerpvoorstel (C)2428 (en dus verschillend per technologie) en niet deze (uniforme WACC voor alle technologieën) gebruikt in de nota van 10/6/2022. De resulterende CoNE per technologie is aldus ook verschillend dan de resultaten in de nota van 10/6/2022.

Wat de opmerking van FEBEG betreft over het niet publiek beschikbaar zijn van de nota van 10/6/2022, wenst de CREG op te merken dat iedere instantie zelf dient te beslissen of en wanneer tot publicatie wordt overgegaan. Uit de reactie van FEBEG valt niet af te leiden of FEBEG de FOD Economie hierover heeft gecontacteerd.

50. FEBEG stelt (onderaan p. 3) dat de lijst van in aanmerking komende technologieën die gebruikt wordt bij het vaststellen van een betrouwbaarheidsnorm niet dezelfde dient te zijn als voor de bepaling van de vraagcurve, gezien de finaliteit verschillend is. FEBEG meent dat de keuze van de referentietechnologie met grote voorzichtigheid dient te worden gemaakt teneinde de bevoorradingszekerheid van België niet in het gedrang te brengen. In de executive summary, stelt FEBEG dat DSM, batterijen en IC gasmotoren uit de lijst dienen verwijderd te worden, wegens hun onvoldoende potentieel om een belangrijk capaciteitstekort ("gap") op te vullen.

51. De CREG vindt in de reactie van FEBEG geen verdere motivering of verduidelijking terug van het standpunt dat in de Executive Summary wordt aangehaald. Zoals verduidelijkt in randnummer 40 meent de CREG dat er geen reden is om, wegens een eventueel gebrek aan potentieel om een nog niet berekend capaciteitstekort op te vullen, nu reeds bepaalde technologieën te elimineren uit de lijst van

in aanmerking komende technologieën. Dit kan volgens de CREG enkel een verhogend effect hebben op de berekening van de prijslimieten en bijgevolg op de kost van het CRM.

52. FEBEG heeft verder een aantal opmerkingen over de CAPEX en de vaste kosten.

- FEBEG heeft vooreerst een opmerking over de eerste zin van randnummer 53 van het ontwerpvoorstel (randnummer 82 van het voorliggend voorstel), waarbij de vraag gesteld wordt of de totale investeringskosten voor alle technologieën nog steeds in lijn liggen met de eerdere CAPEX inschattingen. De CREG heeft deze vaststelling enkel kunnen maken voor de technologieën waarvoor een investeringsdossier bij de CREG werd ingediend. De desbetreffende zin werd in het huidig voorstel aangepast.
- FEBEG meent verder dat de CAPEX-kosten die de CREG gebruikt, en in het bijzonder voor OCGT en IC-gasmotoren, veel te laag zijn. Dit wordt onder meer door FEBEG gestaafd door te verwijzen naar de resultaten van de eerste veiling. De CREG meent dat de veilingresultaten, waarbij het aandeel van OCGT en IC-gasmotoren heel beperkt was, ook zou kunnen wijzen op een mogelijke overschatting van de kosten van bepaalde technologieën bij de bepaling van de intermediaire waarden in het verleden. Gezien de confidentialiteit van de biedingen, is een open en duidelijke reactie hierop moeilijk te geven door de CREG.
- FEBEG concludeert dat de CAPEX kosten voor OCGT's, IC-gasmotoren en batterijen onderschat werden. De CREG verwijst naar haar reactie in randnummer 48 van haar voorstel (C)2267⁶, waarbij de CREG FEBEG uitnodigde om in voorbereiding van het voorliggende voorstel kwantitatieve informatie aan te leveren. De CREG stelt vast dat FEBEG beweert dat CAPEX kosten voor bepaalde technologieën te laag werden ingeschat zonder dat FEBEG alternatieve waarden voorstelt. De CREG meent dat de leden van FEBEG wellicht over de meest accurate informatie beschikken over de werkelijke kosten van bepaalde technologieën en betreurt dat deze waardevolle informatie – eventueel onder vertrouwelijke vorm - niet gedeeld wordt met de CREG. De CREG wenst opnieuw aan FEBEG aan te bieden om kwantitatieve en onderbouwde informatie aan de CREG aan te leveren in het kader van de voorbereiding van de het voorstel van intermediaire waarden van de CREG in 2023.
- FEBEG wenst niet te reageren op de vaste kosten gezien de gevoeligheid ervan. FEBEG stelt wel voor om een indexering van 2% per jaar in rekening te brengen. De CREG meent dat de inschatting van de vaste kosten reeds vrij hoog ligt. Alvorens een indexering van de vaste kosten te kunnen overwegen, is het nodig om zeker te zijn dat de inschatting van deze vaste kosten de werkelijke vaste kosten realistisch benadert. Net als voor de CAPEX-kosten hebben de leden van FEBEG de beste inschattingen van hun eigen vaste kosten. De CREG betreurt dat er geen informatie wordt gegeven over de hoogte van de vaste kosten.

53. FEBEG stelt tenslotte voor om de economische levensduur van bepaalde technologieën (OCGT, CCGT en CHP) te aligneren op de maximale contractduur, namelijk 15 jaar.

54. De CREG stelt vast dat de economische levensduur van de betreffende technologieën in de huidige omstandigheden, zonder een CRM, 15 jaar overschrijdt. Er kan vastgesteld worden dat eenheden die afgeschreven zijn, vaak na die afschrijvingsperiode verder operationeel blijven. De CREG ziet geen reden waarom nu al kan gesteld worden dat eenheden, na het aflopen van de contractduur van 15 jaar, uit dienst genomen zullen worden.

⁶ Voorstel (C)2267 van 10 september 2021 voor de brutokost (C) van een nieuwkomer en de correctiefactor X voor de Y-4 veiling met leveringsperiode 2026-2027

2.2.2.2.3. *Febeliec*

55. Febeliec neemt akte van de voorgestelde waarden maar wenst deze waarden niet te valideren gezien vele opmerkingen die in het verleden werden overgemaakt niet werden opgelost.

56. Het is voor de CREG niet duidelijk welke specifieke opmerkingen Febeliec juist bedoelt.

2.2.2.3. *Gewogen gemiddelde kost van het kapitaal WACC*

2.2.2.3.1. *ELIA*

57. Met betrekking tot het voorstel van WACC steunt ELIA het voorstel van de CREG.

2.2.2.3.2. *FEPEG*

58. Met betrekking tot het voorstel van WACC steunt FEPEG het voorstel van de CREG.

2.2.2.3.3. *Febeliec*

59. Febeliec neemt akte van de voorgestelde waarden voor de WACC, die volgens Febeliec vrij hoog liggen voor alle technologieën rekening houdend met het feit dat door deelname aan het CRM bepaalde risico's kunnen afgedekt worden. Febeliec meent dat ook rekening moet gehouden worden met de *gearing* (schulden versus eigen vermogen), waardoor de *return on equity* (vergoeding van het eigen vermogen) voor deze activa zeer hoge niveaus bereiken. Febeliec vraagt zich of de voorgestelde WACC niet te hoog ligt in een CRM-context.

60. De CREG had bij gebrek aan het tijdig verkrijgen van de nodige gegevens niet de mogelijkheid om zelf een onderbouwde berekening van de WACC overeenkomstig de methodologie beschreven in het koninklijk besluit van 28 april 2021 uit te voeren. Bijgevolg ziet de CREG weinig andere oplossingen dan de waarden die vorig jaar door de Minister werden vastgesteld, voor te stellen voor de T-4 veiling in 2023.

2.2.2.4. *Correctiefactor*

2.2.2.4.1. *ELIA*

61. Elia gaat niet akkoord met de voorgestelde correctiefactor X van 1,1.

Vooreerst verwijst Elia naar artikel 10, §9 van het koninklijk besluit van 28 april 2021, waarbij Elia de aandacht vestigt op het feit dat er ook rekening dient gehouden te worden met de kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën. Elia meent dat het op basis van vorige iteraties mogelijk is een inschatting te maken van de correctiefactor. Elia heeft in een grafiek (zie hieronder) zelf een voorstelling van verschillende net-CoNE's gemaakt. Elia concludeert dat de voorgestelde waarde van 1,1 een zware onderschatting voor de correctiefactor X zou vormen.

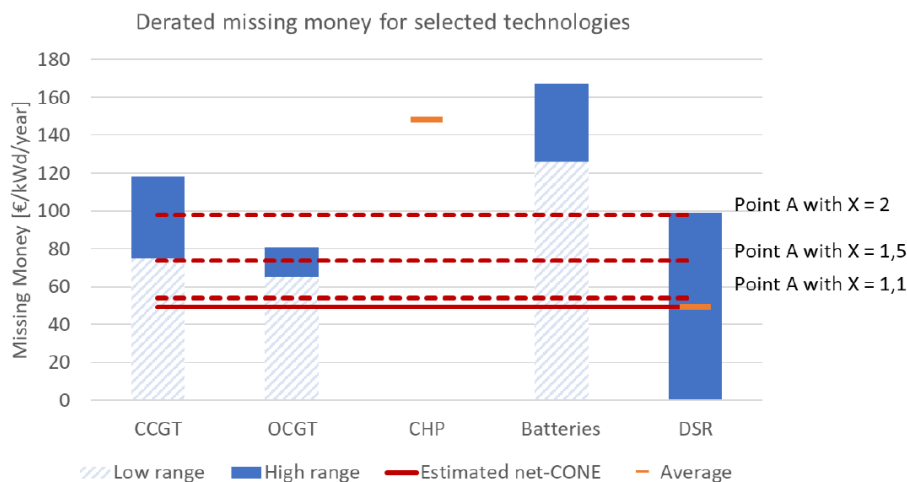
Elia meent dat de argumenten (gebaseerd op de investeringsdossiers en de geselecteerde biedingen in de voorgaande veilingen) die de CREG aanhaalt in haar ontwerpvoorstel om de waarde van 1,1 te rechtvaardigen, nuttig zouden kunnen zijn, maar slechts in tweede instantie kunnen gebruikt worden

gezien deze elementen niet vermeld zijn in artikel 10, §9, van het koninklijk besluit van 28 april 2021. Wat betreft de informatie uit de investeringsdossiers stelt Elia dat dergelijke analyse enkel een inschatting geeft voor de variaties binnen eenzelfde technologie en niet tussen de technologieën onderling. Elia stelt verder dat geselecteerde biedingen uit vorige veilingen geen precedent vormen voor daaropvolgende veilingen. Elia stelt dat de correctiefactor van 1,5, zoals vastgelegd in het Ministerieel Besluit van 15 september 2021 er voor zorgde dat een groter aantal capaciteitshouders konden deelnemen aan het CRM wat de liquiditeit en de kost ten goede kwam.

Tenslotte stelt Elia voor om ten minste een waarde van 1,5 als correctiefactor te gebruiken en dat deze waarde ook consistent zou zijn met de waarden gebruikt in andere landen in Europa.

62. De CREG vindt het merkwaardig dat Elia meer dan 3 maanden nodig heeft om de data te verstrekken die zij gebruikte in de Adequacy en Flexibiliteitsstudie, maar er blijkt wel in slaagt om in minder dan een maand tijdens de vakantieperiode Net-CoNE's te berekenen om een correctiefactor te kunnen inschatten. De CREG betreurt dat Elia weinig medewerking aan de dag legt wanneer de CREG gedetailleerde gegevens van vorige simulaties vraagt om haar taken te kunnen uitoefenen. Aan de andere kant, meent de CREG dat dit wel een basis kan vormen om constructief een methodologie voor de berekening van de correctiefactor te ontwikkelen.

63. Het is voor de CREG op basis van de reactie van Elia niet erg duidelijk hoe Elia te werk is gegaan en waarmee de ranges voor de verschillende technologieën precies overeenkomen. Wel merkt de CREG grote verschillen op tussen de grafiek van Elia en de resultaten van de CRM-veiling in 2021. De CREG nodigt Elia uit om zelf deze vergelijking ook te maken, gezien de biedingen betrouwbaar zijn en de CREG hier slechts kan reageren op basis van publieke informatie. De CREG herneemt hieronder de grafiek van Elia om haar bedenkingen duidelijker te kunnen weergeven.



Figuur 3: Net-CoNE's voor verschillende technologieën en impact van correctiefactor X

De CREG stelt vast dat de Net-CoNE van 50€/kWd/j als referentie wordt gebruikt, wat blijkt overeenkomt met de gemiddelde missing money voor DSR. Gezien de kost van DSR door Elia op 50€/kW/j werd beschouwd (in plaats van 20€/kW/j in het voorstel van de CREG), zou dit betekenen dat DSR geen enkele inframarginale rente geniet, wat toch wel enkele vragen oproept. De "Low Range" voor bepaalde afgebeelde technologieën (CCGT, OCGT en Batteries) bereikt de waarde nul, met andere woorden : geen missing money. De CREG vraagt zich af hoe de missing money voor een technologie als batterijen kan variëren tussen nul en 165€/kW/j. Voor DSR bereikt de "High Range" zelfs de waarde nul, terwijl de gemiddelde waarde blijkbaar 50€/kW/j bedraagt. Ook dit is voor de CREG niet duidelijk. Enkel CHP, bereikt geen waarde nul, gezien er geen range werd gesimuleerd.

Elia stelt dat op basis van de grafiek een correctiefactor van 1,1 een zware onderschatting zou vormen. Daarbij gaat Elia ervan uit dat de gebruikte gegevens de realiteit weerspiegelen en dat de berekeningen

correct werden uitgevoerd. Indien de afgebeelde grafiek een correcte, maar onvolledige weergave (immers niet alle technologieën werden afgebeeld), zou zijn van de missing money, en de gekozen Net-CoNE 50€/kW/j is, dan zou er moeten geconcludeerd worden dat de correctiefactor minstens een waarde 3 dient te hebben om technologieën als CHP en de duurdere batterijen toe te laten succesvol geselecteerd te worden. Hoewel Elia geen voorstander blijkt te zijn van een toetsing aan de veilingresultaten, lijkt dit voor de CREG de enige objectieve toetsingsmogelijkheid te zijn. De “high range” voor CCGT begint boven de 75 €/kW/j (zijnde de globale maximumprijs) en voor batterijen zelfs rond de 120€/kW/j. De CREG stelt zich vragen over het realistisch karakter van deze afgebeelde waarden. Geen enkele bieding voor alle deelnemende technologieën tijdens de veiling in 2021 kwam zelfs maar in de buurt van de globale maximumprijs van 75€/kW/j. De CREG stelt zich dus vragen over de hoogtes van de berekende missing money door Elia. De confidentialiteit van de biedingen beperkt de argumentatieruimte van de CREG, maar de CREG wenst Elia uit te nodigen om op de grafiek de hoogste bieding (zelfs indien deze niet geselecteerd werd) voor elke technologie aan te duiden en daarna nog steeds te beweren dat het voorstel van de CREG om de correctiefactor op 1,1 vast te stellen een zware onderschatting van de correctiefactor is. De CREG is bereid deze oefening te maken en te bezorgen aan de Minister binnen een vertrouwelijke context. Indien men zich zou beperken tot de geselecteerde biedingen tijdens de veiling in 2021, dan kan uit het veilingverslag worden vastgesteld dat de hoogste geselecteerde bieding minder dan 50€/kW/jaar bedraagt, en dat zelfs een correctiefactor van 1 geen impact zou gehad hebben op de resultaten of de kost van de eerste veiling in 2021.

De CREG kan uit de bepalingen van het koninklijk besluit van 28 april 2021 niet opmaken dat bepaalde informatie waarover de CREG beschikt (zoals de ingediende investeringsdossiers en de resultaten van vorige veilingen) slechts in tweede instantie zou mogen gebruikt worden. De CREG meent dat alle nuttige informatie om een zo goed mogelijke inschatting te kunnen maken, gebruikt mag worden.

De CREG meent dat de correctiefactor dient gebaseerd te worden op een zo objectief mogelijke berekening, en niet op een benchmark met andere landen.

2.2.2.4.2. FEBEG

64. FEBEG gaat niet akkoord met de voorgestelde correctiefactor van 1,1 en meent dat deze correctiefactor te laag is omwille van volgende redenen :

- niet alle onzekerheden inzake de toekomstige inkomsten van de markt worden gedekt;
- er ontbreken elementen bij de berekening van de inkomsten;
- de onzekerheden gelinkt aan de inschatting van de economische levensduur en CAPEX worden niet gedekt;
- de kans van een verkeerde keuze van in aanmerking komende technologieën wordt evenmin gedekt.

De CREG meent dat onzekerheden inherent zijn aan iedere investering. Een volledige indekking tegen alle mogelijke risico's past niet in het huidige marktmodel van de elektriciteitsmarkt. Bovendien zou hiervoor een totale transparantie inzake kosten moeten toegepast worden (de transparantie van kosten in de voorgaande jaren, die nodig was om het CRM te ontwerpen, kan allesbehalve als voorbeeldig worden bestempeld). Verder zou de return on equity, en dus ook de WACC, drastisch moeten dalen gezien er dan geen risico's meer zijn voor de investeerder.

Indien alle onzekerheden die FEBEG aanhaalt dienen te worden geïntegreerd in de correctiefactor, opdat de capaciteitsaanbieder zich zou kunnen indekken tegen al deze mogelijke risico's, en dus een

voldoende hoog bod uit kan brengen, ver boven de berekende Net-CoNE voor de betrokken technologie, dan meent de CREG dat hierdoor de mogelijkheid tot windfallprofits wordt gecreëerd, waarbij de kost van het CRM sterk kan stijgen.

De CREG merkt tenslotte op dat FEBEG wel kwalitatief op diverse risico's wijst, maar zelf geen kwantitatieve cijfers aanlevert (die desgewenst als vertrouwelijk kunnen worden beschouwd) om deze risico's te kwantificeren. Tijdens raadplegingen van hetzij Elia, hetzij de CREG wordt zelden cijfermateriaal verstrekt door de respondenten. De CREG wenst opnieuw aan FEBEG aan te bieden om kwantitatieve en onderbouwde informatie aan de CREG aan te leveren in het kader van de voorbereiding van de het voorstel van intermediaire waarden van de CREG in 2023.

2.2.2.4.3. *Febeliec*

65. Met betrekking tot de correctiefactor en rekening houdend met de eerder gemaakte opmerkingen, meent Febeliec dat de correctiefactor zo laag mogelijk gehouden wordt om onnodige kosten voor de netgebruikers en belastingsbetalers te vermijden. Febeliec lijkt zich dan ook niet te verzetten tegen een correctiefactor van 10% zoals voorgesteld door de CREG.

3. VOORSTEL VAN DE BRUTOKOST VAN EEN NIEUWKOMER EN CORRECTIEFACTOR X

3.1. VOORAFGAANDE BEMERKINGEN

66. De CREG stelt enerzijds vast dat de bevoegdheid om de kost van een nieuwe toegang voor referentietechnologieën te bepalen aan de Algemene Directie Energie werd toegekend door artikel *Zundecies,§7*, van de Elektriciteitswet in het kader van de bepaling van de betrouwbaarheidsnorm en anderzijds dat, op basis van artikel 4 van het koninklijk besluit van 28 april 2021, de CREG de brutokost van een nieuwkomer moet voorstellen in het kader van de bepaling van de intermediaire waarden.

67. In beide gevallen dient de goedgekeurde methodologie van artikel 23, lid 6, van Verordening (EU)2019/943 toegepast te worden.

3.2. BEPERKTE LIJST VAN IN AANMERKING KOMENDE TECHNOLOGIEËN

68. De CREG stelt de volgende in aanmerking komende technologieën voor:

- Gasturbine met open cyclus (OCGT);
- Gasturbine gecombineerde cyclus (CCGT);
- Verbrandingsmotoren op aardgas (ICgas);
- Warmtekrachtkoppeling (CHP);
- Fotovoltaïsche zonne-energie (PV);
- Onshore Windenergie;
- Offshore windenergie;
- Batterijopslag (4h)⁷;
- Vraagrespons.

Deze lijst ligt in lijn met de lijst van referentietechnologieën voor de T-4-veiling in 2022 bepaald in het Ministerieel Besluit van 15 september 2021 en met de lijst bij de bepaling van de kost voor een nieuwkomer door de Algemene Directie Energie met het oog op het vaststellen van een betrouwbaarheidsnorm (zie randnummer 29 – eerst vermelde nota).

69. In tabel 1 worden de voornaamste parameters, gebruikt bij de bepaling van de brutokost van een nieuwkomer, hernomen. De kosten voor CAPEX en FOM en de economische levensduur van de technologie zijn hoofdzakelijk gebaseerd op de waarden vermeld in de flexibiliteits- en adequacystudie van Elia van juni 2021⁸. Voor batterijopslag met een opslagduur van 4 uur, zijn de kosten gebaseerd op de studie “Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 Update” van NREL⁹.

⁷ De CREG stelt grootschalige batterijopslag voor met een duur van 4h. Een opslagduur van 4 uur ligt in lijn met de biedingen in de eerste CRM veiling en met de investeringsdossiers voor nieuwe batterijprojecten.

⁸ Zie tabel 3-71, p. 113

⁹ Zie <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>

In het kader van de bij de CREG ingediende investeringsdossiers met het oog op het bekomen van een klassering in capaciteitscategorie die recht geeft op een meerjarencontract (overeenkomstig de bepalingen van het koninklijk besluit van 4 juni 2021 tot vaststelling van de investeringsdrempels, de criteria voor het in aanmerking komen van investeringskosten, en de procedure van klassering), heeft de CREG diverse investeringsdossiers kunnen analyseren. Op basis van deze analyse ziet de CREG geen noodzaak om de CAPEX cijfers aan te passen.

De kosten voor de hernieuwbare technologieën werden overgenomen uit de nota van de Algemene Directie Energie van 10 juni 2022. De bouwperiodes komen overeen met deze vermeld in de nota van de Algemene Directie Energie (en werden toegevoegd op vraag van Elia, zie reacties openbare raadpleging). De reductiefactoren zijn deze die vastgesteld werden bij het ministerieel besluit van 30 maart 2022¹⁰.

Technologie	CAPEX (EUR/kW)	FOM (EUR/kW/j)	Levensduur (j)	Bouwperiode (j)	Reductiefactor
OCGT	400	20	20	2	91%
CCGT	600	25	20	3	92%
lccgas	400	15	15	1	95%
CHP	800	60	20	2	93%
PV	600	25	15	0	1%
Wind Onshore	1000	50	15	1	9%
Wind Offshore	2300	80	15	3	13%
Battery Storage (4h)	750	15	15	1	79%
Demand Response	0	20	1	0	66%

tabel 1 : Parameters voor de verschillende technologieën

¹⁰ Zie bijlage bij het ministerieel besluit van 30 maart 2022 houdende instructie aan de netbeheerder om de veiling te organiseren vier jaar voor de periode van capaciteitslevering startend op 1 november 2026, de parameters die nodig zijn voor de organisatie van voornoemde veiling, het maximale volume aan capaciteit dat kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit, en houdende het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt, overeenkomstig artikel 7undecies, § 6, eerste lid van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

3.3. VOORSTEL VAN DE GEWOGEN GEMIDDELDE KOST VAN KAPITAAL

70. Met het oog op de ontwikkeling van een methodologie ter bepaling van de gewogen gemiddelde kost van kapitaal, overeenkomstig de bepaling in artikel 4, §1, 3° van het koninklijk besluit van 28 april 2021, die bij koninklijk besluit van 27 januari 2022 werd toegevoegd (zie randnummer 15), heeft de CREG op 26 april 2022 aan Elia de data gevraagd die gebruikt werden bij de berekening van de IRR (Internal Rate of Return) in de recentste Adequacy en Flexibiliteitsstudie van Elia (zie randnummer 28). Gezien Elia deze informatie pas eind juli 2022 kon leveren aan de CREG, en gezien er minimaal één maand dient geconsulteerd te worden over het ontwerpvoorstel, kon de CREG haar methodologie voor de bepaling van de WACC niet toepassen voor de veiling in 2023 met leveringsperiode 2027-2028.

71. De CREG stelt derhalve voor om de waarden van de WACC voor de veiling in 2022, bestaande uit een minimumrendement van 5,53% en een risicopremie zoals bepaald in bijlage 2 bij het koninklijk besluit van 28 april 2021, ook te gebruiken voor de T-4 veiling in 2023.

72. In tabel 2 wordt een overzicht van de waarden voor de verschillende referentietechnologieën gegeven.

Technologie	Min. rendement	Risicopremie	WACC
OCGT	5.53%	6.00%	11.53%
CCGT	5.53%	5.00%	10.53%
Icgas	5.53%	6.00%	11.53%
CHP	5.53%	5.00%	10.53%
PV	5.53%	3.50%	9.03%
Wind Onshore	5.53%	3.50%	9.03%
Wind Offshore	5.53%	3.50%	9.03%
Battery Storage (4h)	5.53%	7.50%	13.03%
Demand Response	5.53%	7.50%	13.03%

tabel 2 : Gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor de referentietechnologieën

3.4. VOORSTEL VAN DE BRUTOKOST VAN EEN NIEUWKOMER VOOR VERSCHILLENDE TECHNOLOGIEËN

73. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt in artikel 10, §4, dat de brutokost van verschillende technologieën bepaald dient te worden “in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, §6 van Verordening (EU) 2019/943”.

74. Artikel 10, §5 van het koninklijk besluit van 28 april 2021, zoals gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022, bepaalt dat de brutokost van een nieuwkomer tenminste om de vijf jaar of op verzoek van de Minister, opnieuw wordt geëvalueerd. Gezien de methodologie voor de bepaling van de WACC in belangrijke mate gewijzigd is, is een nieuwe evaluatie van de brutokost van een nieuwkomer noodzakelijk.

75. De berekening van de vaste CoNE ($CoNE_{fixed,RT}$) dient overeenkomstig artikel 15 van de door ACER op 2 oktober 20220 goedgekeurde methodologie te gebeuren.

De equivalente jaarlijkse kost voor elke referentietechnologie (EAC_{RT}) dient berekend te worden met volgende formule :

$$EAC = \left[\sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

waarin,

- i elk jaar voorstelt tijdens de bouwperiode en de economische levensduur;
- X de bouwperiode is (in jaren);
- Y economische levensduur is (in jaren);
- $CC(i)$ de beste schatting van de gemaakte investeringskosten voor elk jaar van de bouwperiode is (in plaatselijke valuta per MW);
- $AFC(i)$ de beste schatting van de gemaakte vaste kosten voor elk jaar van de economische levensduur is (in plaatselijke valuta per MW).

De brutokost van een nieuwkomer voor een bepaalde referentietechnologie (RT) wordt dan als volgt bepaald:

$$CoNE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

waarin,

- EAC_{RT} de jaarlijkse kost is die equivalent is met de referentietechnologie RT en;
- $K_{d,RT}$ de reductiefactor van de referentietechnologie is.

De resultaten voor de equivalente jaarlijkse kost en voor de brutokost voor een nieuwkomer worden in tabel 3 weergegeven

Technologie	EAC (EUR/MW/j)	Reductiefactor	CoNE (EUR/MW/j)
OCGT	75 000	91%	82 400
CCGT	106 000	92%	115 200
Icgas	72 300	95%	76 100
CHP	162 500	93%	174 700
PV	93 400	1%	9 340 000
Wind Onshore	174 300	9%	1 936 700
Wind Offshore	392 400	13%	3 018 500
Battery Storage (4h)	131 200	79%	166 100
Demand Response	20 000	66%	30 300

tabel 3 : Brutokost voor de referentietechnologieën

3.5. VOORSTEL VOOR DE CORRECTIEFACTOR X

76. De correctiefactor X laat toe de maximumprijs te bepalen voor het via de veiling aangekochte volume.

77. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt in artikel 4, §1, 2°, het volgende

“de correctiefactor X, die toelaat de maximumprijs te bepalen, zoals bedoeld in artikel 10, §8 en 9, en die toelaat het maximale volume tegen de maximumprijs te berekenen, door het niveau van bevoorradingszekerheid aan te passen, zoals bedoeld in artikel 11, §2, 1°”

Artikel 10, §9, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 stelt dat de waarde van de correctiefactor X rekening houdt met de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer, zowel wat betreft kostenverschillen tussen de in aanmerking genomen technologieën, variabiliteit van de brutokost van een nieuwkomer die verbonden is aan verschillende technologieën, als wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale inkomsten op de energiemarkt en netto inkomsten uit balanceringsdiensten.

78. Gezien het koninklijk besluit van 28 april 2021 geen duidelijke methodologie beschrijft voor de berekening van de correctiefactor X en dat de onzekerheden waarmee moet rekening gehouden worden pas geëvalueerd kunnen worden aan de hand van simulaties van een scenario dat nog moet bepaald worden (het referentiescenario voor de T-4 veiling in 2023 dient tegen 15 september 2022 bepaald te worden), dient de correctiefactor bepaald te worden op basis van een zo goed mogelijke inschatting van de nog niet gekende elementen.

79. De bedoeling van de correctiefactor X is om rekening te houden met de onzekerheden met betrekking tot de raming van de nettokost van een nieuwkomer. De X-factor zal de maximumprijs bepalen (punt A van de vraagcurve). De X-factor moet dus bepaald worden met het oog op de onzekerheden die de nettokost van een nieuwkomer kunnen doen stijgen. De variabiliteit van zowel de brutokost als van de inkomsten moet dus ook gezien worden in het kader van de doelstelling van de correctiefactor X. Concreet betekent dit dat de opwaartse variabiliteit van de brutokost moet gecombineerd worden met de neerwaartse variabiliteit van de inkomsten uit de energiemarkt en uit balanceringsdiensten.

80. Voor de onzekerheden die verband houden met de raming van de nettokost van een nieuwkomer wat betreft de bepaling van de jaarlijkse inframarginale rentes (artikel 10, §9, van het koninklijk besluit van 28 april 2021), is het belangrijk een zicht te hebben op de inframarginale rentes. De CREG heeft tot op heden geen gedetailleerde informatie verkregen van Elia met betrekking tot de inframarginale rentes.

81. Gezien de vraagcurve gebaseerd dient te worden op de nettokost van de beste nieuwkomer, zijnde de technologie met de laagste netto kost, meent de CREG dat de correctiefactor best gekozen wordt in functie van deze beste nieuwkomertechnologie. Deze technologie kan echter pas bepaald worden na het uitvoeren van de simulaties door Elia om de netto CoNE te berekenen van iedere technologie.

De CREG meent dat idealiter de technologie met de laagste netto kost dient bepaald te worden binnen het weerhouden scenario, om vervolgens pas de correctiefactor X, bepaald voor deze technologie, toe te passen. Het koninklijk besluit van 28 april 2021 bepaalt evenwel dat de CREG, voorafgaand aan de simulaties en voorafgaand aan de keuze van het scenario, en bijgevolg zonder kennis te kunnen hebben van de beste nieuwkomer technologie, reeds één enkele correctiefactor moet bepalen.

82. Hoewel de stijging van de kosten van grondstoffen zich gemanifesteerd heeft in de investeringsdossiers die de CREG ontvangen heeft in 2022, blijkt dat, voor wat betreft de technologieën waarvoor een investeringsdossier bij de CREG werd ingediend, de totale investeringskosten nog steeds in lijn liggen met de CAPEX inschattingen die gebruikt werden in de vermelde studies. Verder stelt de CREG vast dat de geselecteerde biedingen tijdens de veiling in 2021 niet boven de Net- CoNE waarde (punt B van de vraagcurve) uitkwamen. De CREG ziet geen reden om af te wijken van de correctiefactor van 1,1 die zij in de voorgaande voorstellen van intermediaire waarden voorstelde.

4. CONCLUSIE

83. De CREG stelt voor om, bij gebrek aan beschikbare gegevens, de gewogen gemiddelde kost van kapitaal te hanteren zoals gebruikt voor de veiling in 2022 (zie tabel 2).
84. De CREG stelt voor om de brutokost van een nieuwkomer te gebruiken zoals berekend in tabel 3.
85. De CREG stelt een correctiefactor X voor gelijk aan 1,1.

////

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE

Reacties op de openbare raadpleging over het ontwerpvoorstel (C)2428 :

- Elia;
- FEBEG;
- Febeliec.