

Voorstel

(C)2733

1 februari 2024

Voorstel van de parameters waarmee de aan te kopen hoeveelheid capaciteit wordt bepaald voor de Y-4 veiling in 2024 met leveringsperiode 2028-2029

Met toepassing van artikel 8, §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 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 |
| 1.1.3. Het koninklijk besluit van 21 mei 2021..... | 12 |
| 1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van het referentiescenario ... | 12 |
| 1.1.5. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van de intermediaire waarden . | 12 |
| 2. ANTECEDENTEN..... | 13 |
| 3. VOORSTEL..... | 14 |
| 3.1. De informatie in deel II van het Netbeheerdersverslag | 14 |
| 3.1.1. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties | 14 |
| 3.1.2. Het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht..... | 14 |
| 3.1.3. De gemiddelde waarde voor verwachte niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties . | 15 |
| 3.1.4. De niet in aanmerking komende capaciteit | 15 |
| 3.1.5. De duurcurve van de vraag..... | 16 |
| 3.1.6. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit.. | 16 |
| 3.1.7. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend | 17 |
| 3.1.8. Inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten | 18 |
| 3.2. Voorstel vraagcurve op basis van de gegevens in het Netbeheerdersverslag..... | 19 |
| 3.2.1. Berekening van de volumeparameters..... | 19 |
| 3.2.2. Berekening van de prijsparameters..... | 21 |
| 3.2.3. De vraagcurve | 24 |
| 3.3. Vergelijking met vraagcurves tijdens vorige veilingen en opmerkingen..... | 25 |
| 3.4. Voorstel van vraagcurve..... | 27 |

INLEIDING

1. In het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme dat werd ingesteld bij 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 en, zoals nadien 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, heeft de CREG onder meer de taak om een voorstel te maken van de parameters waarmee de aan te kopen hoeveelheid capaciteit in het capaciteitsvergoedingsmechanisme wordt bepaald.
2. Dit voorstel bestaat uit drie hoofdstukken. In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld. Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten. Het derde hoofdstuk bevat het eigenlijke voorstel van de parameters waarmee de aangekochte hoeveelheid wordt bepaald.
3. Dit voorstel werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG op 1 februari 2024.

1. WETTELIJK KADER

1.1. NATIONALE WETGEVING

1.1.1. De Elektriciteitswet

4. Op 22 april 2019 werd de wet tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna “de Elektriciteitswet”), teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen, goedgekeurd. Deze wet creëert een algemeen kader met het oog op de invoering van een marktbreed capaciteitsvergoedingsmechanisme en bepaalt het proces en taakverdeling voor de uitwerking van de verschillende deelaspecten van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door middel van diverse uitvoeringsbesluiten 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.

5. 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.”

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

“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 referentieprij, de intermediaire prijslimiet(en) die van toepassing is / zijn op bepaalde capaciteiten die beantwoorden aan specifieke criteria, en de uitoefenprij, inclusief hun berekeningsmethode, op voorstel van de netbeheerder, dat wordt opgesteld na raadpleging van de marktdeelnemers, en na advies van de commissie.

[...]”

7. 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 referentieprijs, de intermediaire prijslimiet(en) en de uitoefenprijs 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.”

8. 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.”

9. 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.”

10. 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.”

11. 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”). Artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet bepaalt 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.”

12. Artikel 7undecies, §8, eerste lid van de Elektriciteitswet creëert een kader voor de ontvankelijkheidscriteria wat betreft het recht op deelname aan de prekwalificatieprocedure en voorziet onder meer:

“De Koning bepaalt, bij besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad, de ontvankelijkheidscriteria wat betreft het recht tot deelname aan de prekwalificatieprocedure. Deze criteria omvatten onder meer:

1° de voorwaarden waaronder de capaciteitshouders die genieten of genoten hebben van steunmaatregelen, het recht hebben tot deelname aan de prekwalificatieprocedure;

2° de minimumdrempel in MW, na toepassing van de reductiefactoren, waaronder de capaciteitshouders niet kunnen deelnemen aan de prekwalificatieprocedure;

3° de voorwaarden en modaliteiten waaronder de houders van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit kunnen deelnemen aan de preveilingprocedure, en indien hun bod in de preveiling wordt geselecteerd, de voorwaarden waaronder deze houders van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit moeten deelnemen aan de prekwalificatieprocedure. Deze voorwaarden en nadere regels worden vastgesteld uiterlijk voor het eerste leveringsjaar, na advies van de commissie en van de netbeheerder; zij houden rekening met de verwachte effectieve bijdrage van deze capaciteit tot de bevoorradingszekerheid van België en met het afsluiten van akkoorden onder de betrokken netbeheerders, die door de commissie moeten worden goedgekeurd.

[...]”

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 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 KB Volumemethodologie”).

14. Artikel 6 van het KB Volumemethodologie heeft betrekking op het Netbeheerdersverslag en legt het volgende vast:

“§ 1. De netbeheerder verzekert zich ervan dat het referentiescenario zoals bepaald volgens artikel 3 § 7 beantwoordt aan het niveau van bevoorradingszekerheid dat worden geëist door artikel 7undecies, § 7, eerste en tweede lid, van de wet van 29 april 1999 door, indien nodig, aan de Belgische regelzone bijkomende capaciteit toe te voegen :

1° afkomstig van de volgens artikel 10 voorgeselecteerde types van capaciteit die voorgesteld worden door de netbeheerder ter openbare raadpleging bedoeld in artikel 5 en daarna door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie gekozen worden;

2° op een iteratieve manier op basis van een economische optimalisatielus op basis van incrementele stappen ten belope van deze zoals toegepast in de meest recent beschikbare Europese of nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, bedoeld in de artikelen 23 en 24 van Verordening (EU) 2019/943, en van maximaal 100 MW.

§ 2. Op basis van het volgens artikel 3 § 7 geselecteerde referentiescenario, waar van toepassing aangepast volgens artikel 6, § 1, en met toepassing van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 voor zover van toepassing, maakt de netbeheerder het in artikel 7undecies, § 3 van de wet van 29 april 1999 bedoelde verslag en voorstel op tegen ten laatste 15 november van het jaar voorafgaand aan de veiling, overeenkomstig artikel 7 undecies, § 3, derde lid van de wet van 29 april 1999.

Het verslag bevat minstens de volgende informatie en berekeningen :

1° het noodzakelijke capaciteitsvolume en het aantal uren tijdens dewelke deze capaciteit gebruikt zal worden ten behoeve van de toereikendheid, aan de hand van de duurcurve van de vraag, bedoeld in artikel 11, § 5, waaruit bovendien de daarmee samenhangende capaciteit, die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken, afgeleid kan worden;

2° de informatie waarover de netbeheerder beschikt inzake de hoeveelheid niet in aanmerking komende capaciteit;

3° voor elke aangrenzende Europese lidstaat, de maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten, bedoeld in artikel 14;

4° de jaarlijkse inframarginale inkomsten voor de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën, bedoeld in artikel 10, § 6;

5° het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 1°;

6° het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht, bedoeld in artikel 11, § 2, 2°;

7° de gemiddelde waarde voor verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, bedoeld in artikel 11, § 2, 3°.

Het voorstel betreft :

1° een voorstel voor de reductiefactoren overeenkomstig Hoofdstuk 5;

2° een voorstel voor de intermediaire maximumprijs overeenkomstig Hoofdstuk 6;

3° een voorstel voor de bepaling van de referentieprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;

4° een voorstel voor de uitoefenprijs overeenkomstig Hoofdstuk 8;

5° een voorstel voor het maximale volume aan capaciteit dat in het kader van de betreffende veiling kan gecontracteerd worden met alle houders van niet bewezen capaciteit.”

15. Artikel 7 van het KB Volumemethodologie heeft betrekking op het advies dat de CREG dient te maken over het voorstel van de netbeheerder en legt het volgende vast:

“De commissie geeft, overeenkomstig artikel 7undecies, § 3, vierde lid van de wet van 29 april 1999, ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling een advies aan de minister over het voorstel van de netbeheerder bedoeld in artikel 6, § 2, derde lid.”

16. Artikelen 8, 9, 10 (gewijzigd door het koninklijk besluit van 27 januari 2022) en 11 van het KB Volumemethodologie hebben betrekking op de vraagcurve die het onderwerp uitmaakt van het voorliggende voorstel. Deze artikelen bepalen het volgende :

“Art. 8 § 1. De commissie doet ten laatste tegen 1 februari van het jaar van de veiling, overeenkomstig artikel 7undecies, § 4, van de wet van 29 april 1999, een voorstel aan de Minister voor de parameters waarmee het volume aan te kopen capaciteit wordt bepaald, op basis van het in artikel 6 § 2 bedoelde netbeheerdersverslag, en de in de artikelen 9, 10 en 11 bedoelde methodologie. Deze parameters vormen samen een vraagcurve die overeenkomstig artikel 7undecies, § 7, van de wet van 29 april 1999, verzekert dat de betrouwbaarheidsnorm in het beoogde leveringsjaar bereikt wordt. 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.

§ 2. Uiterlijk op 1 maart van ieder jaar, overeenkomstig artikel 7undecies, § 5, van de wet van 29 april 1999, geven de Algemene Directie Energie en de netbeheerder een advies aan de minister over het voorstel van de commissie.

§ 3. De Minister geeft de instructie zoals bedoeld in artikel 7undecies, § 6, van de wet van 29 april 1999.

Art. 9 § 1. De vraagcurve is een reeks punten waarvan de waarden worden gekenmerkt door twee assen :

1° de abscis-as vertegenwoordigt het volume en wordt uitgedrukt in MW;

2° de ordinaat-as vertegenwoordigt de prijs en wordt uitgedrukt in €/MW/jaar.

De vraagcurve wordt opgebouwd met behulp van drie referentiepunten - A, B en C - die bepaald worden aan de hand van twee prijsparameters, die berekend worden in overeenstemming met artikel 10, en twee volumeparameters, die berekend worden in overeenstemming met artikel 11.

Punt B heeft tot doel ervoor te zorgen dat het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7 van de wet van 29 april 1999, wordt bereikt. Het wordt gekenmerkt door :

1° het op een veiling vereist volume op de abscis;

2° de nettokost van een nieuwkomer op de ordinaat.

Punt A wordt gekenmerkt door :

1° voor veilingen één jaar voor de periode van capaciteitslevering : het op een veiling vereist volume op de abscis;

2° voor veilingen vier jaar voor de periode van capaciteitslevering : het maximale volume dat gecontracteerd kan worden tegen de maximumprijs op de abscis;

3° de maximumprijs op de ordinaat.

Punt C wordt gekenmerkt door :

1° het op een veiling vereist volume op de abscis;

2° een nul-kost op de ordinaat.

§ 2. De vorm van de vraagcurve verschilt voor veilingen vier jaar en één jaar voor de periode van capaciteitslevering :

1° voor veilingen één jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt de vraagcurve gekenmerkt door :

- a) een verticale rechte door de punten A, B en C, zoals gedefinieerd in paragraaf 1;
- b) een horizontale lijn, gelijk aan de maximumprijs;

2° voor veilingen vier jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt de vraagcurve gekenmerkt door :

- a) een verticaal segment tussen de punten B en C;
- b) een lineair segment tussen de punten A en B;
- c) een horizontaal segment dat de ordinaat-as met punt A verbindt.

Art. 10 § 1. De vraagcurve wordt bepaald aan de hand van twee prijsparameters :

1° de nettokost van een nieuwkomer;

2° de maximumprijs.

§ 2. De nettokost van een nieuwkomer (in €/MW/jaar) is gelijk aan de "missing-money" van de technologie met het laagste "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën in paragraaf 4. De bijbehorende technologie is de referentietechnologie.

§ 3. De "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën in paragraaf 4 wordt bepaald door de brutokost van een nieuwkomer te verminderen met de jaarlijkse inframarginale inkomsten voor de referentie voor elke technologie zoals bedoeld in paragraaf 6 en met de netto-opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten zoals bedoeld in paragraaf 7.

§ 4. 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;

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.

§ 5. 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.

§ 6. De geraamde jaarlijkse inframarginale inkomsten van elke referentietechnologie voor elke technologie worden uitgedrukt in €/MW/jaar en worden, op jaarlijkse basis, berekend over hun levensduur, rekening houdend met de waarde van de marginale kost van de technologie als ondergrens. Deze inframarginale inkomsten worden voor elk jaar over de levensduur van de eenheid in de capaciteitsmarkt bepaald op basis van de gemiddelde inkomsten van de simulatiejaren op basis van het referentiescenario bedoeld in artikel 3 § 7 en houden rekening met het niveau van de toepasselijke uitoefenprijs bedoeld in artikel 26 en worden geactualiseerd door rekening te houden met de gemiddelde kost van kapitaal bepaald overeenkomstig artikel 4, § 1, 3°.

Indien het referentiescenario niet beschikbaar is voor een jaar uit de levensduur van de referentie voor elke technologie, wordt een interpolatie uitgevoerd tussen de waarden van de jaren waarvoor het referentiescenario bestaat, eventueel bijgestuurd door bijkomende beschikbare gegevens. Deze gegevens worden voorgesteld door de netbeheerder en de bronnen ervan worden ter openbare raadpleging bedoeld in artikel 6, § 2, 4° voorgelegd en worden door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en in overleg met de commissie gekozen.

§ 7. De raming van de netto opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten zoals bedoeld in artikel 223, 1° van het Federaal Technisch Reglement :

1° wordt geëvalueerd per technologie die opgenomen is in de beperkte lijst met in aanmerking komende technologieën bedoeld in § 4 van dit artikel;

2° komt overeen met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder van de voor de regeling van het evenwicht bestemde diensten, op basis van de afgelopen zesendertig maanden;

3° houdt rekening met de kosten, inclusief de opportuniteitskosten, die verband houden met de deelname aan deze balanceringsdiensten, om dubbelstellingen tussen inframarginale inkomsten en opbrengsten van de markt van de balanceringsdiensten te vermijden.

§ 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.

§ 10. De nettokost van een nieuwkomer en de maximumprijs worden gecorrigeerd met de verwachte evolutie van de consumentenprijsindex tussen enerzijds het referentiejaar dat is gebruikt voor de beoordeling van de inkomsten en de kosten en anderzijds de leveringsperiode waarvoor de vraagcurve wordt bepaald, op basis van de gegevens van het Federaal Planbureau.

Art. 11 § 1. De vraagcurve wordt bepaald aan de hand van twee volumeparameters :

1° het op een veiling vereist volume;

2° het maximale volume tegen de maximumprijs.

§ 2. Deze twee volumes worden in vijf stappen bepaald :

1° het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties wordt als referentie genomen. Voor het op een veiling vereist volume, wordt dit vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7 bedoelde referentiescenario. Voor het maximale volume tegen de maximumprijs, wordt dit bepaald op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7, bedoelde referentiescenario, waarvoor echter rekening gehouden wordt met het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7 van de wet van 19 april 1999, aangepast met de in artikel 4, § 3 bedoelde correctiefactor X;

2° een volume dat overeenstemt met de vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk wordt toegevoegd aan het in 1° bedoelde verbruik;

3° de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties, wordt in mindering gebracht van het in 1° bedoelde volume. Voor het op een veiling vereist volume, wordt de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7 bedoelde referentiescenario. Dit is het beoogd volume. Voor het maximale volume tegen de maximale prijs, wordt de gemiddelde waarde van de verwachte niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie en het in artikel 3, § 7, bedoelde referentiescenario, waarvoor echter rekening gehouden wordt met het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, § 7 van de wet van 19 april 1999, aangepast met de in artikel 4, § 3 bedoelde correctiefactor X;

4° de niet in aanmerking komende capaciteit, berekend overeenkomstig § 3, en de bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit, berekend overeenkomstig § 4, worden uit het beoogd volume verwijderd;

5° voor de veiling vier jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt een volume, te reserveren voor de veiling een jaar voor de periode van capaciteitslevering, in mindering gebracht op basis van de in paragraaf 5 bedoelde methode. Dezelfde vermindering en reservatie wordt, per grens, pro rata toegepast op het maximaal vereist volume in de pre-veilingen voor de onrechtstreekse buitenlandse capaciteit vier jaar voor de periode van capaciteitslevering, bedoeld in artikel 14.

§ 3. De niet in aanmerking komende capaciteit wordt berekend door het nominale referentievermogen van elke niet in aanmerking komende eenheid te vermenigvuldigen met de passende reductiefactor als omschreven in artikel 13. In het kader van de opmaak van de vraagcurve wordt als assumptie voor de berekening genomen dat volgende capaciteiten niet in aanmerking komen : windturbines op land, windturbines op zee en zonne-energie installaties, alsook de centrales met warmtekrachtkoppeling (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering), de biomassacentrales (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering) en de afvalverbrandingscentrales (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteun ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering). Een actualisatie van deze assumptie zal na de prekwalificatie plaatsvinden overeenkomstig de werkingsregels.

§ 4. De bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit wordt bepaald door de gecontracteerde capaciteit van elke eenheid in de capaciteitsmarkt voor de periode van capaciteitslevering, zoals vermeld in het capaciteitscontract.

§ 5. De capaciteit die nodig is om de totale piekcapaciteit gedurende gemiddeld minder dan 200 draaiuren per jaar te dekken, wordt voor elk blok van 100 MW bepaald door het gemiddelde aantal draaiuren dat nodig is om te voldoen aan het criterium van de bevoorradingszekerheid op basis van de duurcurve van de vraag ("load duration curve"). Dit

zijn de uren dat een bepaalde capaciteit nodig is om het maximale elektriciteitsverbruik te dekken.”

1.1.3. Het koninklijk besluit van 21 mei 2021

17. Het koninklijk besluit van 21 mei 2021 tot vaststelling van de ontvankelijkheidscriteria bedoeld in artikel 7 *undecies*, §8, eerste lid, 1° en 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, wat betreft de voorwaarden waaronder capaciteitshouders die genieten of genoten hebben van steunmaatregelen het recht hebben tot deelname aan de prekwalificatieprocedure en wat betreft de minimumdrempel in MW (hierna : "het koninklijk besluit van 21 mei 2021") bepaalt de voorwaarden voor de ontvankelijkheidscriteria om deel te kunnen nemen aan de prekwalificatieprocedure.

1.1.4. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van het referentiescenario

18. Het ministerieel besluit van 15 september 2023¹ stelt het referentiescenario voor de veilingen in 2024 vast (hierna : "het MB Referentiescenario").

1.1.5. Het ministerieel besluit van 15 september 2023 tot vaststelling van de intermediaire waarden

19. Het ministerieel besluit van 15 september 2023² stelt de intermediaire waarden voor de veilingen in 2024 vast (hierna : "het MB Intermediaire Waarden").

¹ Ministerieel besluit tot vaststelling van het referentiescenario voor de T-4 veiling en T-1 veiling in 2024 overeenkomstig artikel 3, § 7, 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.

² Ministerieel besluit tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de T-4 veiling en T-1 veiling in 2024 overeenkomstig artikel 4, § 3, 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.

2. ANTECEDENTEN

20. In deze sectie worden hoofdzakelijk de antecedenten vermeld die betrekking hebben op de Y-4 veiling die in 2024 zal worden georganiseerd met leveringsperiode 2028-2029.

21. Op 14 april 2023 presenteerde Elia tijdens een WG Adequacy de scenario's, de gevoeligheden en de gegevens voor de berekening van de parameters van de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 en van de T-4 veiling met de leveringsperiode 2028-2029.

Een openbare raadpleging hierover werd door Elia georganiseerd van 18 april 2023 tot 19 mei 2023.

22. Op 16 juni 2023 stelde Elia tijdens de WG Adequacy de reacties op haar openbare raadpleging voor.

23. Op 20 juni 2023 publiceerde Elia het consultatierapport van de openbare raadpleging en de niet-vertrouwelijke antwoorden op haar website.

24. Op 31 augustus 2023 werden de voorstellen (C)2630 en (C)2631 van de CREG van referentiescenario voor respectievelijk de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 en de T-4 veiling met leveringsperiode 2028-2029 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.

25. Op 7 september 2023 werden de voorstellen (C)2579 en (C)2580 van de CREG voor de brutokost van een nieuwkomer, de correctiefactor X en de gewogen gemiddelde kost van kapitaal voor respectievelijk de T-4 veiling met leveringsperiode 2028-2029 en de T-1 veiling met leveringsperiode 2025-2026 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.

26. Op 15 september 2023 werd het ministerieel besluit tot vaststelling van het referentiescenario voor de veilingen in 2024 genomen, alsook het ministerieel besluit tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veilingen in.

27. Op 15 november 2023 ontving de CREG het Netbeheerdersverslag van Elia met de titel « Preparation of the CRM Y-4 auction with Delivery Period 2028-2029 : Report of the transmission system operator containing the information to determine the volume to be contracted and proposals for other parameters » (hierna : "Netbeheerdersverslag").

28. In januari 2024 werden op verschillende momenten een aantal vragen gesteld aan Elia die binnen een korte termijn beantwoord werden.

29. Op 24 januari 2024 werd het kabinet van de Minister bevoegd voor Energie ingelicht over de resultaten van de bepaling van de vraagcurves voor de veilingen die in 2024 georganiseerd kunnen worden op instructie van de Minister.

30. Op 26 januari 2024 vond een overleg plaats tussen het kabinet van de Minister bevoegd voor Energie , Elia en de CREG.

31. Op 27 en 30 januari 2024 ontving de CREG van Elia de laatste aanvullende gegevens om het voorstel van vraagcurve te kunnen finaliseren.

3. VOORSTEL

3.1. DE INFORMATIE IN DEEL II VAN HET NETBEHEERDERSVERSLAG

32. In de volgende secties wordt kort de informatie uit Deel II ("*Information and data for the calibration of the demand curve*") van het Netbeheerdersverslag hernomen.

3.1.1. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties

33. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 5° en bepaald volgens artikel 11, §2, 1°, van het KB Volumemethodologie.

34. Voor het op een veiling vereist volume (Punten B en C van de Vraagcurve), wordt het gemiddelde elektriciteitsverbruik volgens artikel 11, §2, 1°, van het KB Volumemethodologie vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie voor het referentiescenario.

Voor het maximale volume tegen de maximumprijs (Punt A van de vraagcurve), wordt het gemiddelde elektriciteitsverbruik volgens artikel 11, §2, 1°, van het KB Volumemethodologie vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie voor het referentiescenario, waarvoor echter rekening gehouden wordt met het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, §7, van de Elektriciteitswet aangepast met de correctiefactor X.

35. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in de gesimuleerde tekortsituaties bedraagt volgens Elia :

- Punt A : **15 363 MW** bij LoLE = 4,5 u (betrouwbaarheidsnorm x correctiefactor 1,5);
- Punt B en C : **15 453 MW³** bij LoLE = 3u (huidig wettelijk betrouwbaarheids criterium).

3.1.2. Het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht

36. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 6° en bepaald volgens artikel 11, §2, 2°, van het KB Volumemethodologie.

37. Elia schat de noodzaak aan het totaal regelvolume voor de leveringsperiode 2028-2029 in op 97 MW FCR en 1 030 MW FRR⁴. De grensoverschrijdende bijdrage wordt door Elia als onbeschikbaar (dus 0 MW) ingeschat.

38. Elia stelt bijgevolg dat de nood aan regelvermogen die op Belgische capaciteit (productie, opslag en vraagrespons) gecontracteerd wordt, gelijk is aan **1 127 MW**.

³ De waarde van 15 455 MW op pagina 36 van het Netbeheerdersverslag, en die verschillend was van de waardes vermeld in de executive summary, was volgens Elia niet correct.

⁴ De waarde van 1 039 MW vermeld in het netbeheerdersverslag werd door Elia herzien naar 1 030 MW naar aanleiding van de wijziging in het netto referentievermogen van de nucleaire eenheden Doel4 en Tihange 3.

3.1.3. De gemiddelde waarde voor verwachte niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties

39. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 7° en bepaald volgens artikel 11, §2, 3°, van het KB Volumemethodologie.

40. De verwachte gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties wordt volgens artikel 11, §2, 3°, van het KB Volumemethodologie vastgesteld op basis van de in artikel 12 bedoelde simulatie voor het referentiescenario. Gelijkaardig als bij de bepaling van het gemiddelde elektriciteitsverbruik wordt een onderscheid gemaakt bij de berekening van de verwachte niet geleverde energie tussen de waarde voor de bepaling van het maximale volume tegen maximumprijs en de waarde voor de bepaling van het op een veiling vereist volume.

41. De verwachte gemiddelde niet geleverde energie in de gesimuleerde tekortsituaties bedraagt volgens Elia :

- Punt A : **612 MW** bij LoLE = 4,5 u. (betrouwbaarheidsnorm x correctiefactor 1,5);
- Punt B en C : **478 MW** bij LoLE = 3u (huidig wettelijk betrouwbaarheids criterium).

3.1.4. De niet in aanmerking komende capaciteit

42. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 2° en bepaald volgens artikel 11, §2, 4°, en §3 van het KB Volumemethodologie.

43. Voor de bepaling van de niet in aanmerking komende capaciteit, worden 2 criteria gehanteerd, die vermeld worden in het koninklijk besluit van 21 mei 2021, namelijk :

- de capaciteitshouders die exploitatiesteun ontvangen tijdens de betrokken periode(s) van capaciteitslevering;
- de capaciteitshouders, wiens capaciteit individueel of op geaggregeerde wijze lager is dan de minimumdrempel van 1 MW.

44. Voor de productie-eenheden met hernieuwbare energiebronnen past Elia het eerste criterium toe en beschouwt Elia dat alle capaciteiten op windenergie (onshore en offshore) alsook op zonne-energie tot deze categorie behoren en dus niet in aanmerking komen. Rekening houdend met de berekende reductiefactoren (zie Deel III "*Proposals for the other auction parameters*") komt Elia op een niet in aanmerking komende capaciteit op basis van het eerste criterium van 745 MW.

| Categorie | Geïnstalleerde capaciteit [MW] | Reductiefactor [%] | Niet in aanmerking komende capaciteit [MW] |
|----------------------|--------------------------------|--------------------|--|
| Offshore windmolens | 2 261 | 9 | 204 |
| Onshore windmolens | 4 918 | 7 | 344 |
| Zonne-energie (PV) | 12 730 | 1 | 127 |
| Waterkrachtcentrales | 145 | 48 | 70 |
| Totaal | | | 745 |

45. Voor de thermische eenheden maakt Elia onderscheid tussen enerzijds de capaciteiten die geaggregeerd werden gemodelleerd in het referentiescenario, zijnde de technologieën zonder dagelijks programma, biomassa, afvalverbranding of op gas en anderzijds de capaciteiten die individueel worden gemodelleerd in het referentiescenario.

46. Voor de geaggregeerde eenheden (WKK op aardgas, biomassa-eenheden en afvalverbrandingseenheden) werd de geïnstalleerde capaciteit op 2 209 MW ingeschat (zoals ter consultatie voorgelegd).

47. Voor de individueel gemodelleerde eenheden baseert Elia zich op de informatie van de gewesten om te bepalen welke eenheden als niet in aanmerking komend dienen te worden beschouwd. Enkel de capaciteiten met bevestigde steun worden als niet in aanmerking komend beschouwd door Elia. Elia schat het geïnstalleerd vermogen van deze eenheden in op 723 MW.

Rekening houdend met de reductiefactoren komt Elia tot volgende 2 030 MW niet in aanmerking komende capaciteiten (zie onderstaande tabel).

| Categorie | Geïnstalleerde capaciteit [MW] | Reductiefactor [%] | Niet in aanmerking komende capaciteit [MW] |
|---|--------------------------------|--------------------|--|
| Alle thermische technologieën zonder dagelijks programma – geaggregeerd | 2 209 | 64 | 1 414 |
| Individueel gemodelleerde eenheden | 723 | 64 of 94 | 616 |
| Totaal | | | 2 030 |

48. In totaal komt Elia dus op 2 775 MW niet in aanmerking komende capaciteit.

3.1.5. De duurcurve van de vraag

49. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 1° en bepaald volgens artikel 11, §5 van het KB Volumemethodologie.

50. De duurcurve van de vraag levert, op basis van de gegevens van Elia een volume van 16 460 MW – 14 999 MW= **1 461 MW** dat gereserveerd dient te worden voor de Y-1 veiling.

3.1.6. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit

51. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 3° en bepaald volgens artikel 11, §2, 5° van het KB Volumemethodologie. Alle kosten en prijzen in het netbeheerdersverslag werden uitgedrukt in €₂₀₂₂.

52. Elia geeft in het Netbeheerdersverslag de maximale beschikbare toegangscapaciteiten voor de deelname van de onrechtstreekse buitenlandse capaciteiten voor elke regelzone die rechtstreeks verbonden is met de Belgische regelzone.

| Resultaten van Elia | |
|---------------------|----------------|
| Frankrijk | 10 MW |
| Nederland | 497 MW |
| Duitsland | 132 MW |
| Groot -Brittannië | 379 MW |
| Totaal | 1018 MW |

3.1.7. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend

53. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 4° en bepaald volgens artikel 10, §6, van het KB Volumemethodologie. Alle kosten en prijzen in het netbeheerdersverslag werden uitgedrukt in €₂₀₂₂.

54. De beperkte lijst van technologieën werd door de Minister bepaald (en hernomen in tabel 6 van het Netbeheerdersverslag).

| Technology | CAPEX [€/kW] | FOM [€/kW/an] | Economic lifetime [years] |
|----------------------|--------------|---------------|---------------------------|
| OCGT (>100 MW) | 550 | 25 | 20 |
| CCGT (>800 MW) | 700 | 30 | 20 |
| IC gas engine | 500 | 20 | 15 |
| CHP (<100 MW) | 1000 | 70 | 20 |
| Photovoltaics | 600 | 20 | 15 |
| Onshore wind | 1000 | 45 | 15 |
| Offshore wind | 2000 | 70 | 20 |
| Battery storage (4h) | 900 | 20 | 15 |
| DSR (0<300MW) | 0 | 25 | 1 |
| DSR (300<600MW) | 0 | 50 | 1 |
| DSR (600<900MW) | 0 | 75 | 1 |
| DSR (900<1200MW) | 0 | 100 | 1 |

Table 6: Parameters for the calculation of the gross-CONE (CREG (C)2579⁵¹ and Ministerial Decree)

55. Teneinde de marginale kosten te berekenen, heeft Elia een aantal hypothesen aangenomen inzake de rendementen, brandstofprijzen, CO₂-prijzen, variabele operationele en onderhoudskosten (VOM) en CO₂-emissiefactoren (zie onder meer in tabel 7 van het Netbeheerdersverslag).

| Categories | Efficiency [%] | VOM [€/MWh] | Fuel price [€/MWh] | CO2 price [€/t] | CHP credits | Marginal cost [€/MWh] |
|------------|----------------|-------------|--------------------|-----------------|-------------|-----------------------|
| CCGT | 61 | 2.4 | 27 | 109.1 | NA | 88 |
| OCGT | 42 | 13.2 | 27 | 109.1 | NA | 137 |
| Gas engine | 40 | 13.2 | 27 | 109.1 | NA | 143 |
| CHP | 33 | 8.3 | 27 | 109.1 | 91 | 75 |

Table 7: Net-CONE: Assumptions for the marginal cost for different technologies

56. Elia heeft volgens de informatie in het Netbeheerdersverslag de inframarginale inkomsten berekend voor verschillende scenario's :

- Voor 2028 werd het referentiescenario gesimuleerd;
- Voor de jaren 2030 tot 2034 werden de inkomsten berekend op basis van de volgende scenario's uit de Adequacy and Flexibility study 2024-2034 van Elia gepubliceerd in 2023:
 - o CENTRAL/EU-SAFE;
 - o Mix;
 - o Central Price.
- Voor de jaren na 2034, werden de inframarginale rentes van 2034 als constant beschouwd.
- Voor de tussenliggende jaren die niet werden gesimuleerd, werd een lineaire interpolatie toegepast.

In tabel 18 van bijlage 3 van het Netbeheerdersverslag worden de door Elia berekende inframarginale rentes gegeven.

| €/kW | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| OCGT (>100 MW) | 26 | 21 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 |
| CCGT (>800 MW) | 89 | 75 | 61 | 59 | 56 | 54 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| IC gas engine | 23 | 20 | 16 | 16 | 16 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | | | | | |
| CHP (<100 MW) | 158 | 139 | 121 | 117 | 113 | 109 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 | 105 |
| Photovoltaics | 49 | 44 | 39 | 37 | 35 | 34 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | | | | | |
| Onshore wind | 138 | 124 | 110 | 106 | 102 | 98 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | | | | | |
| Offshore wind | 212 | 189 | 166 | 159 | 152 | 145 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 | 139 |
| Battery storage (4h) | 41 | 42 | 44 | 45 | 47 | 48 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | | | | | |
| DSR (0<300MW) | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSR (300<600MW) | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSR (600<900MW) | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSR (900<1200MW) | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Table 18: Net-CONE – Details on the inframarginal rents captured on the electricity markets over the economic lifetime

3.1.8. Inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten

57. Deze informatie wordt bepaald volgens artikel 10, §7, van het KB Volumemethodologie.

58. Elia stelt voor om de volgende netto inkomsten uit ondersteunende diensten te voorzien :

- voor CCGT : 3 €/kW/jaar;
- OCGT en IC Gasmotoren : 15€/kW/jaar;
- voor DSR 10€/kW/jaar; en
- voor batterijopslag 21€/kW/jaar.

Voor alle andere technologieën worden geen inkomsten uit ondersteunende balanceringsdiensten ingeschat.

3.2. VOORSTEL VRAAGCURVE OP BASIS VAN DE GEGEVENS IN HET NETBEHEERDERSVERSLAG

59. De CREG heeft de cijfers in het kalibratierapport niet kunnen valideren. Bij het opstellen van dit voorstel van vraagcurve heeft de CREG de cijfers van het kalibratierapport gebruikt overeenkomstig het KB Volumemethodologie.

3.2.1. Berekening van de volumeparameters

60. Artikel 11 van KB Volumemethodologie bepaalt hoe de vraagcurve dient te worden opgesteld aan de hand van twee volumeparameters:

- het op een veiling vereist volume;
- het maximale volume tegen de maximumprijs.

61. Artikel 11, § 2, bepaalt hoe deze volumeparameters berekend worden. Alvorens deze volumeparameters te berekenen, worden eerst nog een aantal noodzakelijke hypothesen toegelicht.

3.2.1.1. De bij vorige veilingen gecontracteerde capaciteit

62. De meeste elementen nodig voor de berekening van de volumeparameters bevinden zich in het Netbeheerdersverslag en werden in sectie 3.1 hernomen. Enkel het volume van de reeds gecontracteerde capaciteit, berekend volgens artikel 11, §4 van het KB Volumemethodologie, werd niet vermeld. Dit is te verklaren door de verschillende timing voor het opmaken van het Netbeheerdersverslag en voor het afsluiten van de capaciteitscontracten.

63. Het totaal volume dat tijdens de Y-4 veiling in 2021 een meerjarencontract heeft verkregen, bedraagt 1 648,72 MW. Het grootste gedeelte van deze capaciteit (1 646,08 MW) heeft een 15-jarencontract gekregen, en een beperkt volume (2,64 MW) heeft een 8-jarig contract gekregen.

64. Het ministerieel besluit van 25 maart 2022 gaf aan de netbeheerder instructie om over te gaan tot een bijkomende toewijzing voor de veiling georganiseerd in 2021. Naar aanleiding van deze bijkomende toewijzing bedraagt de capaciteit dat een meerjarencontract heeft afgesloten 1 658 MW. Dit volume zal tijdens de leveringsperiode 2028-2029 nog steeds gecontracteerd zijn.

65. In de Y-4 veiling van 2022 met leveringsperiode 2026-2027 werd geen bijkomende capaciteit gecontracteerd.

66. In de Y-4 veiling van 2023 met leveringsperiode 2027-2028 werd een meerjarencontract toegekend aan een totale capaciteit van 603 MW. Rekening houdend met een vermindering van de gecontracteerde capaciteit in de tijd ten gevolge van de evolutie van het energiebehoudspercentage bij opslagcapaciteit, is de totale gecontracteerde capaciteit in de leveringsperiode 2028-2029 nog 589 MW.

67. Het volume van de reeds gecontracteerde capaciteit tijdens de leveringsperiode 2028-2029, berekend volgens artikel 11, §4 van het KB Volumemethodologie, bedraagt bijgevolg **2 247 MW**.

3.2.1.2. De beschikbare binnenlandse nucleaire capaciteit

68. De CREG stelt voor om de binnenlandse nucleaire capaciteit die het voorwerp uitmaakt van een levensduurverlenging, af te trekken van de vraagcurve gezien deze capaciteit niet mag deelnemen aan

het CRM. Het betreft de eenheden Doel 4 (1 026 MW) en Tihange 3 (1 030 MW). Rekening houdend met de door Elia voorgestelde reductiefactor voor binnenlandse nucleaire capaciteit, namelijk 80%, bedraagt het gereduceerd vermogen 1 645 MW.

3.2.1.3. Het niet in aanmerking komend volume

69. De inschatting van het niet in aanmerking komend volume is bij de bepaling van de vraagcurve minder belangrijk, voor zover de juiste correctie van de vraagcurve na prekwificatie en na de veiling correct kan worden uitgevoerd. Om een correcte aanpassing van de vraagcurve te garanderen, is een volledige lijst van de individuele eenheden nodig voor de betrokken technologieën met indicatie welke eenheid al dan niet als in aanmerking komend of niet in aanmerking komend werd beschouwd in het ministerieel besluit met de instructie voor het organiseren van de Y-4 veiling in 2024.

3.2.1.4. Buitenlandse onrechtstreekse capaciteit

70. Op basis van de huidige stand van zaken van het CRM-dossier kan de pro rata toewijzing van de buitenlandse onrechtstreekse capaciteit niet strikt gevolgd worden zoals voorgeschreven in het KB Volumemethodologie. Artikel 11, §2, 5° stelt het volgende (eigen onderlijning) :

“ 5° voor de veiling vier jaar voor de periode van capaciteitslevering wordt een volume, te reserveren voor de veiling een jaar voor de periode van capaciteitslevering, in mindering gebracht op basis van de in § 5 bedoelde methode. Dezelfde vermindering en reservatie wordt, per grens, pro rata toegepast op het maximaal vereist volume in de pre-veilingen voor de onrechtstreekse buitenlandse capaciteit vier jaar voor de periode van capaciteitslevering, bedoeld in artikel 14. ”

71. Momenteel is evenwel voorzien dat de buitenlandse indirecte capaciteit enkel kan deelnemen aan de Y-1 veiling voor de leveringsperiode 2028-2029. De CREG stelt voor om in de plaats van een pro rata vermindering toe te passen, het volledige volume aan buitenlandse capaciteit naar de Y-1 veiling met leveringsperiode 2028-2029 over te dragen.

3.2.1.5. Berekening van de volumeparameters

72. De toepassing van de berekening van de volumeparameters wordt in onderstaande tabel weergegeven.

| | Referentie | Punt A | Punt B en C |
|---|------------|------------------|-------------------|
| Gemiddeld elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties | 3.1.1. | 15 363 MW | 15 453 MW |
| Nood aan regelvermogen | 3.1.2. | +1 127 MW | |
| Gemiddelde niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties | 3.1.3. | -612 MW | -478 MW |
| Niet in aanmerking komende capaciteit | 3.1.4.. | -2 775 MW | |
| Belgische nucleaire capaciteit | 3.2.1.2. | -1 645 MW | |
| Capaciteit naar Y-1 veiling | 3.1.5. | -1 461 MW | |
| Reeds gecontracteerde capaciteit | 3.2.1.1. | -2 247 MW | |
| Vermindering buitenlandse capaciteit | 3.1.6. | -1 018 MW | |
| Resultaat | | +6 733 MW | + 6 957 MW |

3.2.2. Berekening van de prijsparameters

73. Artikel 10 van het KB Volumemethodologie bepaalt hoe de vraagcurve dient te worden opgesteld aan de hand van twee prijsparameters:

- de netto kost van een nieuwkomer;
- de maximumprijs.

74. Artikel 10, §2, stelt dat de nettokost van een nieuwkomer (in €/MW/jaar) gelijk is aan de "missing-money" van de technologie met het laagste "missing-money" van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën. De bijbehorende technologie is de referentietechnologie.

De berekening van de missing-money van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën wordt bepaald door de brutokost van een nieuwkomer te verminderen met de jaarlijkse inframarginale inkomsten en met de netto-opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten, waarbij :

- de brutokost van een nieuwkomer overeenkomt met de niet-gereduceerde brutokost (EAC⁵) zoals vastgesteld in het MB Intermediaire Waarden:

| €/kW/jaar | EAC |
|----------------------|-------|
| CCGT (>800MW) | 100,2 |
| OCGT (>100MW) | 83,3 |
| IC Gas Engine | 78,4 |
| CHP (<100 MW) | 166,9 |
| Battery Storage (4h) | 106,7 |
| DSM (0<300MW) | 25 |
| DSM (300<600MW) | 50 |
| DSM (600<900MW) | 75 |
| DSM (900<1200MW) | 100 |
| PV | 78,2 |
| Wind onshore | 148 |
| Wind offshore | 241,9 |

- de jaarlijkse inframarginale inkomsten deze zijn zoals door Elia vermeld in het netbeheerdersverslag (zie sectie 3.1.7);
- de netto-opbrengsten uit de levering van balanceringsdiensten deze zijn zoals door Elia vermeld in het netbeheerdersverslag (zie sectie 3.1.8).

75. De missing money van de technologieën die opgenomen zijn in de beperkte lijst van technologieën voor elk jaar van de economische levensduur wordt in onderstaande tabel weergegeven.

⁵ EAC : Equivalent Annualized Cost, zoals gedefinieerd in Beslissing No 23/2020 van ACER van 2 oktober 2020.

| €/kW/jaar | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| CCGT (>800MW) | 8 | 22 | 36 | 38 | 41 | 43 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 |
| OCGT (>100MW) | 42 | 47 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 | 51 |
| IC Gas Engine | 40 | 43 | 47 | 47 | 47 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | 48 | | | | | |
| CHP (<100MW) | 9 | 28 | 46 | 50 | 54 | 58 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Battery Storage (4h) | 45 | 44 | 42 | 41 | 39 | 38 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | 36 | | | | | |
| DSM (0<300MW) | 15 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSM (300<600MW) | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSM (600<900MW) | 65 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DSM (900<1200MW) | 90 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PV | 29 | 34 | 39 | 41 | 43 | 44 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | 46 | | | | | |
| Wind onshore | 10 | 24 | 38 | 42 | 46 | 50 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | 54 | | | | | |
| Wind offshore | 30 | 53 | 76 | 83 | 90 | 97 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 |

76. Op basis van de economische levensduur per technologie, het minimumrendement en de risicopremie (bepaald in het MB Intermediaire Waarden), komt de CREG tot de nettokost van een nieuwkomer (zie onderstaande tabel).

| €/kW | Levensduur (j) | Minimumrendement (1) | Risicopremie (2) | Totaal rendement (1) +(2) | Nettokost Nieuwkomer (€/kW/j) |
|----------------------|----------------|----------------------|------------------|---------------------------|-------------------------------|
| CCGT (>800MW) | 20 | 4,70% | 2,20% | 6,90% | 41,73 |
| OCGT (>100MW) | 20 | 4,70% | 3,30% | 8,00% | 54,11 |
| IC Gas Engine | 15 | 4,70% | 3,30% | 8,00% | 50,52 |
| CHP (<100MW) | 20 | 4,70% | 2,20% | 6,90% | 55,15 |
| Battery Storage (4h) | 15 | 4,70% | 0,30% | 5,00% | 40,42 |
| DSM (0<300MW) | 1 | 4,70% | 1,60% | 6,30% | 15,95 |
| DSM (300<600MW) | 1 | 4,70% | 1,60% | 6,30% | 42,52 |
| DSM (600<900MW) | 1 | 4,70% | 1,60% | 6,30% | 69,10 |
| DSM (900<1200MW) | 1 | 4,70% | 1,60% | 6,30% | 95,67 |
| PV | 15 | 4,70% | 0,40% | 5,10% | 44,38 |
| Wind onshore | 15 | 4,70% | 1,30% | 6,00% | 46,33 |
| Wind offshore | 20 | 4,70% | 0,50% | 5,20% | 93,78 |

77. Hoewel het KB Volumemethodologie het gebruik van de reductiefactoren niet preciseerd bij de bepaling van de nettokost van een nieuwkomer, meent de CREG dat de nettokost in Euro per derated kW zou moeten worden weergegeven. Op basis van de reductiefactoren die Elia voorstelt (en dus niet de reductiefactoren die in het MB Intermediaire Waarden⁶), worden volgende nettokosten per derated kW bekomen.

| | Nettokost Nieuwkomer (€2022/kW) | Reductie -factor (%) | Derated Nettokost Nieuwkomer (€2022/kWd) | Derated Nettokost Nieuwkomer (€2028/kWd) |
|----------------------|---------------------------------|----------------------|--|--|
| CCGT (>800MW) | 41,73 | 94% | 44,4 | 51,2 |
| OCGT (>100MW) | 54,11 | 92% | 58,8 | 67,8 |
| IC Gas Engine | 50,52 | 92% | 54,9 | 63,3 |
| CHP (<100MW) | 55,15 | 94% | 58,7 | 67,6 |
| Battery Storage (4h) | 40,42 | 57% | 70,9 | 81,7 |
| DSM (0<300MW) | 15,95 | 57% | 28,0 | 32,2 |
| DSM (300<600MW) | 42,52 | 57% | 74,6 | 86,0 |
| DSM (600<900MW) | 69,10 | 57% | 121,2 | 139,7 |
| DSM (900<1200MW) | 95,67 | 57% | 167,8 | 193,5 |
| PV | 44,38 | 1% | 4437,8 | 5115,3 |
| Wind onshore | 46,33 | 7% | 661,9 | 762,9 |
| Wind offshore | 93,78 | 9% | 1041,9 | 1201,0 |

⁶ Bij het nemen van het ministerieel besluit op 15 september 2023 zijn de reductiefactoren voor de veilingen in 2024 immers nog niet gekend.

78. De kosten in het netbeheerdersverslag werden in €₂₀₂₂ uitgedrukt. Gezien de leveringsperiode en de vergoeding van de gecontracteerde capaciteiten start in november 2028, werden de prijzen naar €₂₀₂₈ geconverteerd op basis van de ingeschatte evolutie van het nationaal indexcijfer der consumptieprijzen ⁷

79. De nettokost van de beste nieuwkomer bedraagt 32,2€₂₀₂₈/kWh voor de eerste schijf van DSM (0 tot 300 MW). Gezien de belangrijke stijging van het aan te kopen volume, meent de CREG dat de 300 MW niet zal volstaan om tijdens de Y-4-veiling in 2024 een aangeboden volume dat zich situeert tussen de punten A en B van de vraagcurve. Bijgevolg stelt de CREG de volgende beste nieuwkomertechnologie voor, namelijk CCGT (>800 MW), met een nettokost van 51,2 €₂₀₂₈/kWh (punt B van de vraagcurve).

80. Rekening houdend met de correctiefactor van 1,5 die door de Minister werd vastgesteld, bedraagt de maximumprijs 76,8 €₂₀₂₈/kWh (punt A van de vraagcurve).

3.2.3. De vraagcurve

81. De parameters voor de vraagcurve worden weergegeven in volgende tabel.

| | Volume (MW) | Prijs (€ ₂₀₂₈ /kWh/j) |
|--------|-------------|----------------------------------|
| Punt A | 6 733 | 76,8 |
| Punt B | 6 956 | 51,2 |
| Punt C | 6 956 | 0 |

82. De vraagcurve wordt in onderstaande figuur weergegeven.



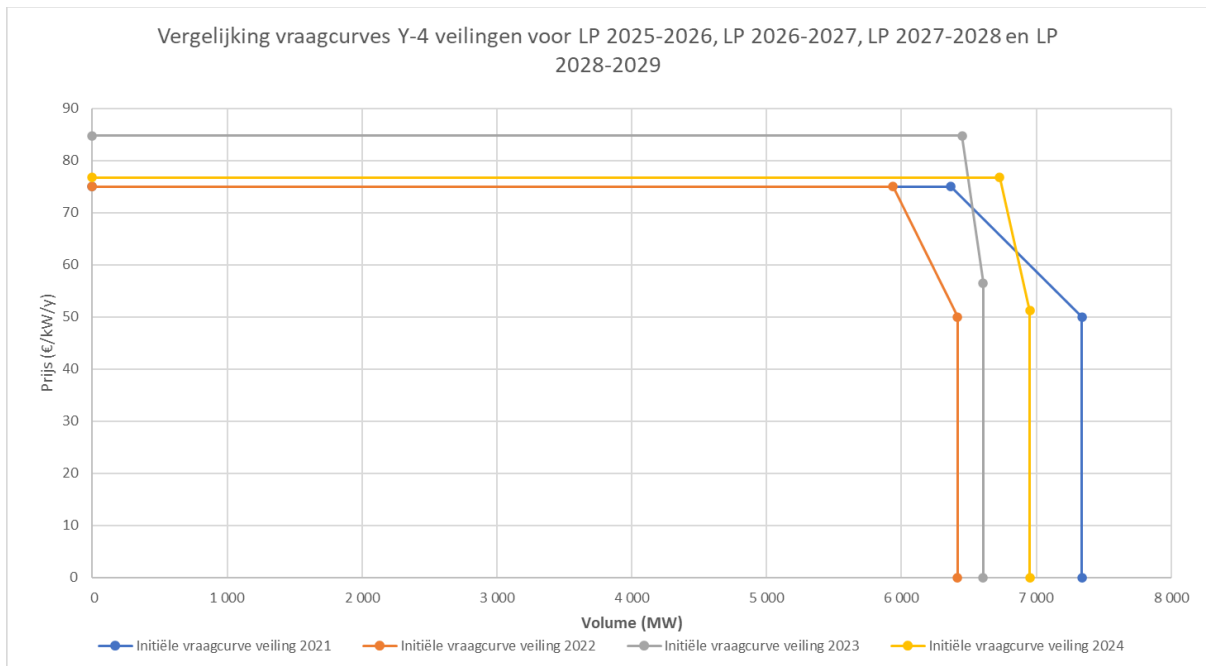
83. Overeenkomstig bepalingen opgenomen in de werkingsregels van het capaciteitsvergoedingsmechanisme die van toepassing zijn op de Y-4 veiling in 2024, kan deze

⁷ Zie "Economische vooruitzichten 2023-2028 – versie van juni 2023", publicatie 2365, van het Federaal Planbureau. 2023 : 3,9%; 2024 : 3,3%; 2025 tot 2028 :1,8% per jaar.

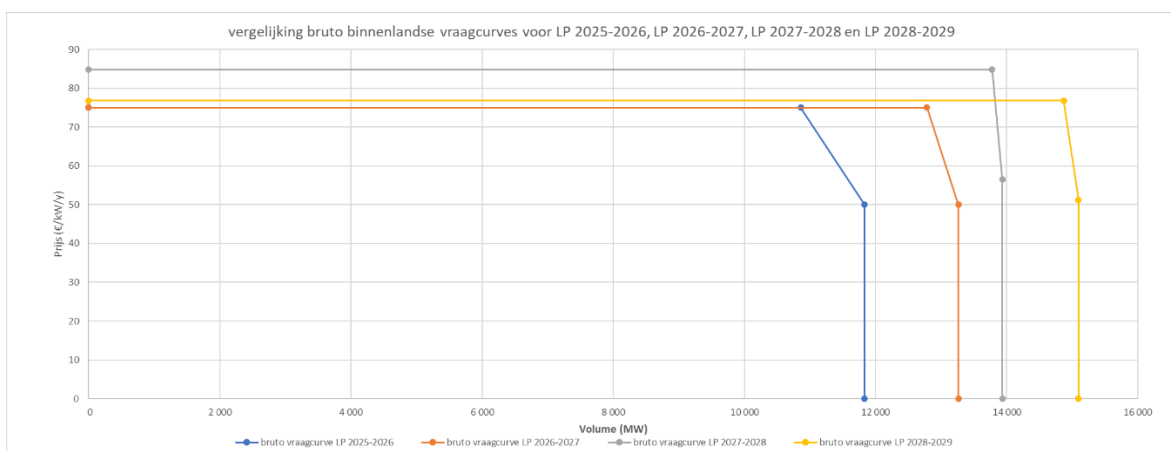
vraagcurve nog gecorrigeerd worden om rekening te houden met onder meer opt-out volumes en wijzigingen in de niet in aanmerking komende capaciteiten.

3.3. VERGELIJKING MET VRAAGCURVES TIJDENS VORIGE VEILINGEN EN OPMERKINGEN

84. Onderstaande grafiek toont een vergelijking van de vroegere initiële vraagcurves (volgens de instructie gegeven per ministerieel besluit) met de huidige voorgestelde vraagcurve.



85. Gezien de verschillende hypothesen tussen deze vraagcurves (bij voorbeeld het in rekening brengen van de nucleaire verlenging vanaf de veiling in 2022), is een vergelijking tussen de initiële vraagcurves niet relevant. Een vergelijking van de bruto binnenlandse vraagcurves (waarbij geen correctie wordt gemaakt voor : de niet in aanmerking komende capaciteit, de nucleaire capaciteit, de overdracht naar de Y-1 -veiling en de reeds gecontracteerde capaciteit) toont duidelijker de stijgende noodzaak aan binnenlandse capaciteit (zie onderstaande figuur).



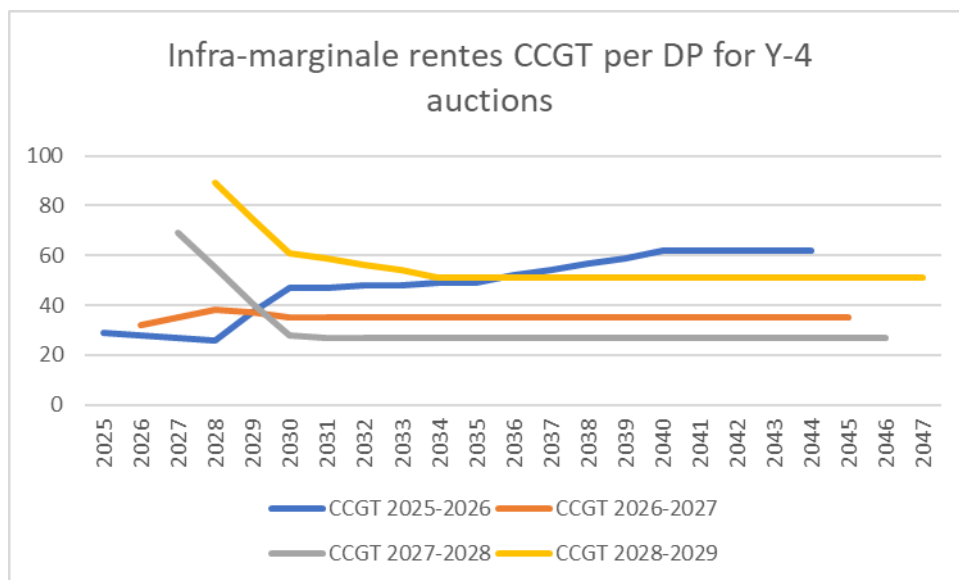
86. De bruto binnenlandse te contracteren capaciteit stijgt dus jaar na jaar. Dit is voornamelijk (andere parameters variëren in mindere mate) rechtstreeks gelinkt met de hypothese van een stijgende elektriciteitsvraag ten gevolge van een sterk toenemende elektrificatie. Zoals aangehaald in

het voorstel van referentiescenario (C)2631⁸ wordt de snelheid waarmee de elektrificatie zich zal doorzetten door verschillende marktpartijen in vraag gesteld.

87. De CREG stelt verder vast dat de prijsparameters voor de meeste technologieën beduidend lager liggen dan deze gebruikt bij de vorige veiling. Dit is hoofdzakelijk te wijten aan de inkomsten die in het netbeheerdersverslag van Elia beduidend hoger werden ingeschat dan bij de vorige netbeheerdersverslagen. De daling van de prijsparameters is te verklaren door de hogere infra-marginale rentes die, ondanks de stijging van de bruto CoNE voor bepaalde technologieën ten gevolge van hogere investeringskosten en operationele kosten, leiden tot een lagere missing money voor de meeste technologieën.

88. De CREG merkt op dat de marktactoren bij de opmaak van hun investeringsplannen eigen voorspellingen hanteren inzake de projecties van kosten en inkomsten. In het bijzonder lijkt het de CREG aannemelijk dat de marktactoren de marktinkomsten minder hoog zullen inschatten dan deze die volgen uit de simulaties van Elia.

89. De variatie van de inschatting van de infra-marginale rentes in de verschillende netbeheerdersverslagen wordt voor CCGT per leveringsperiode weergegeven in onderstaande figuur.



Er kan worden vastgesteld dat de infra-marginale rentes sterk verschillen tussen de verschillende netbeheerdersrapporten. De verklaring van deze verschillen is hoofdzakelijk het gevolg van de verschillen tussen de geselecteerde referentiescenario's.

Ook andere parameters variëren sterk bij de bepaling van de vraagcurves voor opéénvolgende veilingen en leveringsperiodes.

90. De CREG meent dat het risico reëel is dat de berekening van de missing money in de toekomst mogelijks kan leiden tot een grote variabiliteit van de prijsparameters in de toekomstige vraagcurves. Voor het vertrouwen van de marktactoren in het CRM en hun toe te laten om investeringsdossiers voor te bereiden, lijkt een bepaalde mate van stabiliteit in de prijsparameters wenselijk. De CREG meent dat het nuttig zou zijn om dit onderwerp verder te onderzoeken.

91. De uitzonderlijke omstandigheden van de voorbije jaren (Covid crisis gevolgd door de oorlogssituatie in Oekraïne) gecombineerd met een kantelpunt inzake de vooruitzichten voor de sterk toenemende elektrificatie en een grotere onzekerheid over de toekomstige prijsevoluties, maken de

⁸ Zie website CREG <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c2631>

bepaling van het referentiescenario en van de intermediaire waarden heel moeilijk. Gezien het referentiescenario en de intermediaire waarden de basis vormen voor de simulaties in het netbeheerdersverslag, lijkt het de CREG wenselijk om bij de bepaling van de vraagcurven en in het bijzonder de prijsparameters, niet uitsluitend rekening te houden met de resultaten in het netbeheerdersverslag die mogelijks jaar na jaar sterk kunnen variëren. De CREG meent dat het nuttig is om een zekere stabiliteit met een beperkte variatie binnen een bepaalde vork (en dus voorspelbaarheid voor de marktactoren) na te streven. Indien aantoonbare marktevoluties (bijvoorbeeld introductie van nieuwe technologieën met lagere kosten) plaatsvinden dient hier wel rekening mee gehouden te worden.

Wat het voorstel van vraagcurve voor de Y-4 veiling in 2024 betreft, stelt de CREG voor om de vraagcurve zoals berekend in sectie 3.2.3. te behouden.

3.4. VOORSTEL VAN VRAAGCURVE

92. Voor de Y-4-veiling in 2024 met periode van capaciteitslevering 2028-2029 startende op 1 november 2028, stelt de CREG het volgende voor :

- een maximaal volume van 6733 MW voor punt A van de vraagcurve en een volume van 6956 MW voor punten B en C van de vraagcurve. Deze volumes dienen geactualiseerd te worden in functie van de berekening van het niet in aanmerking komend volume bij de veiling overeenkomstig de werkingsregels;
- een maximumprijs van 76,8 euro/kW/jaar voor punt A en 51,2 euro/kW/jaar voor punt B.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Sigrid JOURDAIN
Directeur

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité