

Voorstel

(C)2326

1 februari 2022

Voorstel van de parameters waarmee de aan te kopen hoeveelheid capaciteit wordt bepaald voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027

Met toepassing van artikel 8, §1, van het koninklijk besluit van 28 april 2021 tot vaststelling van de paramaters (sic) 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	4
1. WETTELIJK KADER.....	5
1.1. Nationale wetgeving.....	5
1.1.1. De Elektriciteitswet.....	5
1.1.2. Het koninklijk besluit van 28 april 2021.....	7
1.1.3. Het koninklijk besluit van 21 mei 2021.....	13
1.1.4. Het ministerieel besluit van 14 september 2021.....	13
1.1.5. Het ministerieel besluit van 15 september 2021.....	13
2. ANTECEDENTEN.....	14
3. VOORSTEL.....	16
3.1. De informatie in deel II van het Netbeheerdersverslag	16
3.1.1. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties	16
3.1.2. Het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht	16
3.1.3. De gemiddelde waarde voor verwachte niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties..	16
.....	16
3.1.4. De niet in aanmerking komende capaciteit	17
3.1.5. De duurcurve van de vraag.....	18
3.1.6. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit...18	
3.1.7. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend	19
3.1.8. Inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten.....	20
3.2. Voorstel vraagcurve op basis van de gegevens in het Netbeheerdersverslag	21
3.2.1. Berekening van de volumeparameters.....	21
3.2.2. Berekening van de prijsparameters.....	23
3.2.3. De vraagcurve	25
3.3. Bedenkingen van de CREG die de vraagcurve impacteren	26
3.3.1. Algemene opmerkingen en bedenkingen.....	26
3.3.2. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties	28
3.3.3. Het volume dat overeenkomt met de nood voor de regeling van het evenwicht	28
3.3.4. De gemiddelde waarde voor verwachte niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties..	28
.....	28
3.3.5. De niet in aanmerking komende capaciteit	29
3.3.6. De duurcurve van de vraag.....	30
3.3.7. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit...30	
3.3.8. De jaarlijkse inframarginale inkomsten die op de energiemarkt worden verdiend	31
3.3.9. Inkomsten uit de markt van de balanceringsdiensten	31
3.3.10. Vergelijking van de elementen die de volumeparameters bepalen	32
3.3.11. Vergelijking vraagcurve	35

4. CONCLUSIE	36
BIJLAGE 1	38
BIJLAGE 2	39

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 vier 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. Het vierde hoofdstuk bevat de conclusie van dit voorstel.

3. Dit voorstel werd goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG via een schriftelijke procedure die aanvatte en eindigde op 1 februari 2022.

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 marktpelers, 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 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.

[...]”

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 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 5, is de in overeenstemming met artikel 27 van Verordening (EU) 2019/943 goedgekeurde methodologie van artikel 23, lid 6 van Verordening (EU) 2019/943. Indien een dergelijke methode ontbreekt op het moment van de berekening, zal de brutokost van verschillende technologieën worden bepaald volgens 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 drie jaar opnieuw beoordeeld op basis van de meest recente beschikbare informatie.

§ 6. De geraamde jaarlijkse inframarginale inkomsten van de referentie voor elke technologie worden uitgedrukt in €/MW/jaar en worden, op jaarlijkse basis, berekend over de volledige levensduur van de referentie voor elke technologie, 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 mediaan (P50) 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.

De verwachte inkomsten worden ingeschat overeenkomstig artikel 6(9) van de methodologie zoals bedoeld in artikel 23, lid 5 van Verordening (EU) 2019/943 van zodra de methode overeenkomstig artikel 6(9)(a) iii voor de studie overeenkomstig artikel 7bis, § 1 van de wet van 29 april 1999 beschikbaar en geïmplementeerd is, na eventuele noodzakelijke aanpassingen om de methode toe te passen binnen de specifieke context van de intermediaire maximumprijs.

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 dubbeltellingen 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.

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 productiesteen ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering), de biomassacentrales (voor eenheden aangesloten op het transmissienet enkel diegenen die volgens data aangeleverd via de AD Energie productiesteen 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 productiesteen ontvangen tijdens de periode van capaciteitslevering). Een actualisatie van deze assumptie zal na de prekwificatie 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 14 september 2021

18. Het ministerieel besluit van 14 september 2021, zoals gewijzigd op 23 september 2021,¹ stelt het referentiescenario voor de veiling in 2022 vast.

1.1.5. Het ministerieel besluit van 15 september 2021

19. Het ministerieel besluit van 15 september 2021² stelt de intermediaire waarden voor de veiling in 2022 vast.

¹ Ministerieel besluit van 14 september 2021 tot vaststelling van het referentiescenario voor de veiling in 2022 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 veiling in 2022 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 2022 zal worden georganiseerd met leveringsperiode 2026-2027.
21. Op 20 mei 2021 lanceerde Elia haar publieke consultatie over scenario's, sensitiviteiten en gegevens voor de berekening van de parameters van de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2026-2027. Deze consultatie liep tot en met zondag 20 juni 2021.
22. Op 29 juni 2021 presenteerde Elia de resultaten van de consultatie en haar eventuele reactie op de antwoorden.
23. In juli 2021 werd het consultatieverslag van Elia gepubliceerd op haar website.³
24. Op 20 juli 2020 ontving de CREG van Elia de aanbeveling voor het referentiescenario voor de veiling in Y-4 met leveringsperiode 2026-2027.
25. Op 26 augustus 2021 werd het voorstel (C)2274 van de CREG van referentiescenario voor de Y-4 veiling met leveringsperiode 2026-2027 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.
26. Op 10 september 2021 werd het voorstel (C)2267 van de CREG voor de brutokost van een nieuwkomer en de correctiefactor X voor de Y-4 veiling met leveringsperiode 2026-2027 aan de Minister bevoegd voor Energie overgemaakt.
27. Op 15 november 2021 ontving de CREG het Netbeheerdersverslag voor de tweede veiling van Elia met de titel « Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de livraison 2026-27 : Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques » (hierna : "Netbeheerdersverslag").
28. Op 14 december 2021 presenteerde Elia op de WG Adequacy de resultaten uit het Netbeheerdersverslag.
29. Op 20 december 2021 lichtte Elia de CREG per e-mail in over een berekeningsfout in het hoofdstuk aangaande de intermediaire prijslimiet van het Netbeheerdersverslag.
30. Op 20 december 2021 maakte de CREG per e-mail een eerste vragenlijst over met betrekking tot het Netbeheerdersverslag.
31. Op 21 december 2021 ontving de CREG een erratum van Elia met betrekking tot deze berekeningsfout.
32. Op 23 december 2021 publiceerde Elia op haar website een aangepaste versie van het Netbeheerdersverslag⁴ dat rekening houdt met het eerder vermelde erratum.
33. Op 13 januari 2022 heeft de CREG aan de AD Energie gevraagd welke informatie aan Elia werd overgemaakt in het kader van artikel 11, §3, van het KB Volumemethodologie.
34. Op 14 januari 2022 ontving de CREG van de AD Energie een antwoord op haar vraag van 13 januari 2022.

³ Zie https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210705_public-consultation-report-26-27_en.pdf

⁴ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/adequacy-working-group/2021/20211223_dy2026---y-4-auction---calibration-report_v3_without_annex_psp_with_erratum.pdf

35. Op 14 januari 2022 ontving de CREG van Elia een antwoord van Elia op de vragen die op 20 december 2021 aan Elia werden gesteld. De CREG had, evenals bij het maken van het voorstel van vraagcurve voor de veiling in 2021, gedetailleerde resultaten van de verschillende simulaties wensen te ontvangen. Er werd geen kwantitatieve informatie verkregen over de schaarstemomenten, de niet geleverde energie tijdens de LoLe uren, de inframarginale rentes etc. ⁵
36. Op 19 januari 2022 heeft de CREG per mail aan Elia een tweede vragenlijst overgemaakt met vragen tot bijkomende verduidelijkingen over het Netbeheerdersverslag.
37. Op 20 januari 2022 vond een vergadering plaats tussen de CREG en Elia over het antwoord dat de CREG op 14 januari 2022 ontving en dat voor de CREG onvoldoende was.
38. Op 25 januari 2022 ontving de CREG van Elia een antwoord op de vragen van 19 januari 2022 alsook een erratum met betrekking tot het antwoord op de eerste set vragen.
39. Op 25 januari 2022 ontving de CREG van Elia een e-mail met de melding dat er nog één capaciteitscontract van de geselecteerde biedingen in de veiling in 2021 niet ondertekend was. Het betreft een meerjarencontract met volume van minder dan 3 MW.
40. Op 26 januari 2022 ontving de CREG een verduidelijking van Elia met betrekking tot de in rekening gebrachte niet in aanmerking komende capaciteit.
41. Op 1 februari 2022 bracht de CREG haar advies (A)2327 uit over het voorstel van veilingparameters in het Netbeheerdersverslag voor de Y-4 veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027.

⁵ Gezien de antwoorden van Elia correcties bevatten op het netbeheerdersverslag welke niet gepubliceerd werden, worden de antwoorden van Elia integraal in bijlage 1 toegevoegd.

3. VOORSTEL

3.1. DE INFORMATIE IN DEEL II VAN HET NETBEHEERDERSVERSLAG

42. In de volgende secties wordt kort de informatie uit Deel I (“Informations et données pour l’élaboration de la courbe de demande”) van het Netbeheerdersverslag hernomen. De bedenkingen en opmerkingen van de CREG over deze informatie en over het Netbeheerdersverslag in het algemeen komen aan bod in sectie 3.3.

3.1.1. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties

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

44. 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.

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

- Punt A : **13 939 MW** bij LoLE = 4,5 u. (betrouwbaarheidsnorm x correctiefactor 1,5);
- Punt B en C : **14 089 MW** bij LoLE = 3u (huidig wettelijk betrouwbaarheids criterium).

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

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

47. Elia schat de noodzaak aan het totaal regelvolume voor de leveringsperiode 2026-2027 in op 75 MW FCR en 1 104 MW FRR. De grensoverschrijdende bijdrage wordt door Elia als onbeschikbaar (dus 0 MW) ingeschat.

48. Elia stelt bijgevolg dat de nood aan regelvermogen die op Belgische capaciteit (productie, opslag en vraagrespons) gecontracteerd wordt, gelijk is aan **1 179 MW**.

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

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

50. 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.

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

- Punt A : **906** MW bij LoLE = 4,5 u. (betrouwbaarheidsnorm x correctiefactor 1,5);
- Punt B en C : **577** MW bij LoLE = 3u (huidig wettelijk betrouwbaarheids criterium).

3.1.4. De niet in aanmerking komende capaciteit

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

53. 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 1MW. minstens gelijk is aan de minimumdrempel.

54. 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 reductiefactoren ("derating factors") komt Elia op een niet in aanmerking komende capaciteit op basis van het eerste criterium van 828 MW.

Categorie	Geïnstalleerde capaciteit [MW]	Reductiefactor [%]	Niet in aanmerking komende capaciteit [MW]
Offshore windmolens	2953	13	384
Onshore windmolens	3978	9	358
Zonne-energie (PV)	8600	1	86
Totaal			828

55. 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.

56. Elia stelt dat er niet langer onderscheid gemaakt wordt met betrekking tot het tweede criterium, gezien dat alle warmtekraftkoppelingseenheden die geaggregeerd worden gemodelleerd als niet in aanmerking komend worden beschouwd.

57. Voor de geaggregeerde eenheden (WKK op aardgas, biomassa-eenheden en afvalverbrandingseenheden) werd de geïnstalleerde capaciteit op 1929 MW ingeschat (zoals ter consultatie voorgelegd).

58. 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. Uit het antwoord van Elia (zie bijlage 1), blijkt het om in totaal 6 eenheden te gaan (Borealis, E-Wood, Degussa Lillo en 3 eenheden van Total). Elia schat de het geïnstalleerd vermogen van deze eenheden in op 217 MW.

Rekening houdend met de reductiefactoren komt Elia tot volgende 1456 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	1929	65	1254
Individueel gemodelleerde eenheden	217	93	202
Totaal			1456

59. In totaal komt Elia dus op 2 284 MW niet in aanmerking komende capaciteit.

3.1.5. De duurcurve van de vraag

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

61. De duurcurve van de vraag levert, op basis van de gegevens van Elia een volume van 14 460 MW – 13 214 MW= **1 246 MW** dat gereserveerd dient te worden voor de Y-1 veiling.

3.1.6. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit

62. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 3° en bepaald volgens artikel 11, §2, 5° van het KB Volumemethodologie.

63. 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	196 MW
Nederland	646 MW
Duitsland	125 MW
Groot -Brittannië	461 MW
Totaal	1 428 MW

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

64. Deze informatie wordt geleverd op basis van artikel 6, §2, 4° en bepaald volgens artikel 10, §6, van het KB Volumemethodologie.

65. De beperkte lijst van technologieën werd door de Minister bepaald (en hernomen in tabel 7 van het Netbeheerdersverslag).

Technologie	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Durée de vie économique [ans]
IC Gas Engine	300	15	15
CCGT	600	25	20
OCGT	400	20	20
CHP	800	60	20
PV	600	25	15
Wind onshore	1000	50	15
Wind offshore	2300	80	15
Battery storage	100	10	10
Demand Response	0	50	1

Tableau 7 : Paramètres pour le calcul du gross-CONE (CREG (C)2267 et instructions de la Ministre)

66. 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 8 van het Netbeheerdersverslag).

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	52	60	5.8	46	1.6	57
OCGT	83	44	5.8	46	1.6	57
IC Gas Engine	86	49	5.8	46	4.1	57
CHP	54	33	5.8	46	6.9	57

Tableau 8 : net-CONE : Hypothèses pour le cout marginal des différentes technologies

67. Uit het antwoord van Elia op de vragen van de CREG, ontvangen op 25 januari 2022, blijkt dat deze tabel foutieve gegevens bevat en vervangen dient te worden door volgende tabel (zie ook bijlage 1).

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	52	60	5.8	46	2	57
OCGT	83	42	5.8	46	11	57
IC Gas Engine	86	40	5.8	46	11	57
CHP	55	33	5.8	46	6.9	57

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

- Voor 2026 werd het referentiescenario gesimuleerd;
- Voor 2028, 2030 en 2032 werden de inkomsten berekend door een gemiddelde te maken van de 4 volgende scenario's uit de Adequacy and Flexibility study 2022-2032 van Elia:
 - o Scenario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Full CCGT;
 - o Scenario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Full CCGT;
 - o Scenario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Peakers;
 - o Scenario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Peakers;
- Voor de jaren na 2032, werden de inframarginale rentes van 2032 als constant beschouwd.
- Voor de tussenliggende jaren werd een lineaire interpolatie toegepast.

In tabel 21 van bijlage 3 van het Netbeheerdersverslag worden de door Elia berekende inframarginale rentes gegeven.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CCGT	32	35	38	37	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
OCGT	5	5	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
IC Gas Engine	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CHP	24	28	32	32	32	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Battery	4	5	6	6	7	8	9	9	9											
PV	43	43	43	42	41	39	38	38	38	38	38	38	38	38						
Wind onshore	116	114	112	17	13	97	91	91	91	91	91	91	91	91						
Wind offshore	169	178	187	184	181	178	176	176	176	176	176	176	176	176						

Tableau 21 : net-CONE – Détail des rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie économique

3.1.8. Inkomsten uit de markt van de ondersteunende balanceringsdiensten

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

70. Elia stelt voor om voor OCGT en IC Gasmotoren inkomsten te voorzien uit de ondersteunende diensten ter waarde van 11,9€/kW/jaar, voor markt respons 20,3€/kW/jaar en voor batterijopslag 7€/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

3.2.1. Berekening van de volumeparameters

71. 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.

72. 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

73. 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.

74. Op basis van de informatie verkregen van Elia midden januari 2022, zou alle in de veiling van 2021 geselecteerde capaciteit, hun capaciteitscontract ondertekend hebben. Het totaal volume dat tijdens de veiling in 2021 een meerjarencontract heeft verkregen, bedraagt 1648,72 MW. Het grootste gedeelte van deze capaciteit (1646,08 MW) heeft een 15-jarencontract gekregen, en een beperkt volume (2,64 MW) heeft een 8-jarig contract gekregen. Deze gecontracteerde capaciteit zal in de leveringsperiode 2026-2027 dus bijdragen aan de bevoorradingszekerheid en dient overeenkomstig artikel 11, §2, 4° van het KB Volumemethodologie, verwijderd te worden uit het beoogde volume.

75. Bij een letterlijke toepassing van artikel 11, §2, 4°, van het KB volumemethodologie dient de vraagcurve dus met 1648,72 MW verminderd te worden.

76. De CREG stelt evenwel vast dat de door Elia voorgestelde reductiefactoren (en hernomen zijn in Deel III van het Netbeheerdersverslag) significant wijzigen ten opzichte van de reductiefactoren bepaald in het Ministerieel Besluit van 30 april 2021⁶ en die van toepassing waren bij de veiling in 2021.

77. Onderstaande tabel geeft de vergelijking van de reductiefactoren weer. Voor de meeste technologieën kennen de reductiefactoren een stijging, wat betekent dat de betreffende technologieën voor een zelfde geïnstalleerde capaciteit meer bijdragen tot de bevoorradingszekerheid. Enkel voor windturbines op zee en zonne-energie installaties daalt de reductiefactor.

78. De CREG meent dat de hogere reductiefactoren voorgesteld door Elia, eveneens moeten toegepast worden op de gecontracteerde volumes die in mindering worden gebracht van de

⁶ Ministerieel Besluit van 30 april 2021 houdende instructie aan de netbeheerder om de veiling te organiseren vier jaar voor de periode van capaciteitslevering startend op 1 november 2025, 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

vraagcurve. Deze gecontracteerde volumes dragen immers meer bij tot de bevoorradingszekerheid tijdens periodes van schaarste. Deze extra bijdrage aan de bevoorradingszekerheid zou moeten leiden tot een lager volume in de vraagcurve, zo niet wordt er meer capaciteit gecontracteerd dan strikt nodig om aan de geldende betrouwbaarheidsnorm te voldoen, wat in strijd is met artikel 22 van de Elektriciteitsverordening. Bovendien leidt het contracteren van extra capaciteit tot een hogere kost van het CRM. Het streven naar de laagste kostprijs van het capaciteitsvergoedingsmechanisme is een basisprincipe dat in artikel 7, *undecies*, §1, derde lid, van de elektriciteitswet werd ingeschreven.

Reductiefactoren (in %)	NBV 2025-2026	defined by Minister for DP 2025-2026	NBV 2026-2027
Categorie I : SLA			
SLA-1h	11	11	26
SLA-2h	19	19	45
SLA-3h	28	28	60
SLA-4h	36	36	68
SLA-5h			73
SLA-6h	52	52	77
SLA-7h			80
SLA-8h	65	65	83
SLA-9h			85
SLA-10h			87
SLA-11h			88
SLA-12h			89
SLA onbeperkt	100	100	100
Categorie II : Thermische technologieën met dagelijks programma			
Stoom- en gasturbines	91	91	92
Gasturbines	90	90	91
Turbojets	96	96	96
Autonome gasmotoren	95	95	95
Autonome dieselmotoren	93	93	93
Centrales met warmtekraftkoppeling, biomassacentrales en afvalverbrandingsinstallaties	93	93	93
Biomassacentrales	93	93	93
Afvalverbrandingsinstallaties	93	93	93
Kerncentrales	96	96	96
Steenkoolcentrales	90	90	90
Categorie III : Technologieën met beperkte energie met dagelijks programma			
Grootschalige opslagtechnologieën	11		
Opslag 1u		11	31
Opslag 2u		19	56
Opslag 3u		28	65
Opslag 4u		36	79
5-6		52	
7-8		65	
Pomp-opslaginstallaties	19		73
Categorie IV : Van weersomstandigheden afhankelijke technologieën			
Windturbines op zee	15	15	13
Windturbines op het land	6	6	9
Zonne-energie installaties	4	4	1
Waterkrachtcentrales op waterlopen	34	34	41
Categorie V : Thermische technologieën zonder dagelijks programma die aangesloten zijn op het distributienet of op een gesloten distributienet			
Geaggregeerde thermische technologieën	62	62	65

79. De impact van de gewijzigde reductiefactoren op de bijdrage van de reeds gecontracteerde capaciteiten voor de leveringsperiode 2026-2027 werd door de CREG berekend en vastgesteld op 64,72 MW. De CREG meent dat de vraagcurve dus verminderd zou moeten worden met 1713,44 MW

in plaats van met 1648,72 MW (wat de effectief gecontracteerde capaciteit is, rekening houdend dat alle geselecteerde biedingen gecontracteerd worden⁷).

3.2.1.2. Buitenlandse onrechtstreekse capaciteit

80. 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. ”

81. Momenteel is evenwel voorzien dat de buitenlandse indirecte capaciteit enkel kan deelnemen aan de Y-1 veiling voor de leveringsperiode 2026-2027. 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 2026-2027 over te dragen. De behandeling van het volume van Groot-Brittannië, na de Brexit, kan bijgevolg behandeld worden bij de voorbereiding van de Y-1 veiling.

3.2.1.3. Berekening van de volumeparameters

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

	Referentie	Punt A	Punt B en C
Gemiddeld elektriciteitsverbruik bij tekort	4.1.1.	13 939 MW	14 089 MW
Nood aan regelvermogen	4.1.2.	+ 1 179 MW	
Gemiddelde niet geleverde energie bij tekort	4.1.3.	- 906 MW	- 577 MW
Niet in aanmerking komende capaciteit	4.1.4.	- 2 284 MW	
Capaciteit naar Y-1 veiling	4.1.5.	- 1 246 MW	
Gecontracteerde capaciteit	4.2.1.	-1 713 MW	
Vermindering buitenlandse capaciteit	4.1.6.	-1 428 MW	
Resultaat		+ 7 541 MW	+ 8 020 MW

3.2.2. **Berekening van de prijsparameters**

83. 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.

⁷ Op 25 januari 2022 was er nog één meerjarencontract niet ondertekend. Gezien het een volume van minder dan 3 MW betreft en er bovendien geen reden is om aan te nemen dat het contract niet zal ondertekend worden, werden alle geselecteerde biedingen in rekening gebracht.

84. 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.

85. Op basis van de in het Netbeheerdersverslag vermelde gegevens en volgens de methodologie in het KB Volumemethodologie, komt de CREG tot de in onderstaande tabel afgebeelde nettokosten van een nieuwkomer. Hieruit blijkt dat de batterijtechnologie de laagste missing money heeft en dus als referentietechnologie moet worden beschouwd.

€/kW	Nettokost Nieuwkomer
CCGT	€45
OCGT	€45
IC Gas Engine	€33
CHP	€102
Battery	€10
PV	€44
Wind onshore	€68
Wind offshore	€153
Demand Response	€331

86. Hoewel het KB Volumemethodologie het gebruik van de reductiefactoren niet preciseert, 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 ministerieel besluit van 15 september 2021 tot vaststelling van de intermediaire waarden voor de veiling in 2022), worden volgende nettokosten per derated kW bekomen. Dit heeft geen invloed op de referentietechnologie (batterijtechnologie blijft de laagste missing money behouden).

€/kWd	Reductiefactor (%)	Derated Nettokost Nieuwkomer (€/kWd)
CCGT	92	€49
OCGT	91	€50
IC Gas Engine	95	€35
CHP	93	€110
Battery	31	€32
PV	1	€4 414
Wind onshore	9	€751
Wind offshore	13	€1 176
Demand Response	44	€753

87. De nettokost van een nieuwkomer bedraagt bijgevolg 32 €/kWd (punt B van de vraagcurve). Een verklaring voor deze nettokost wordt in randnummer 129 gegeven.

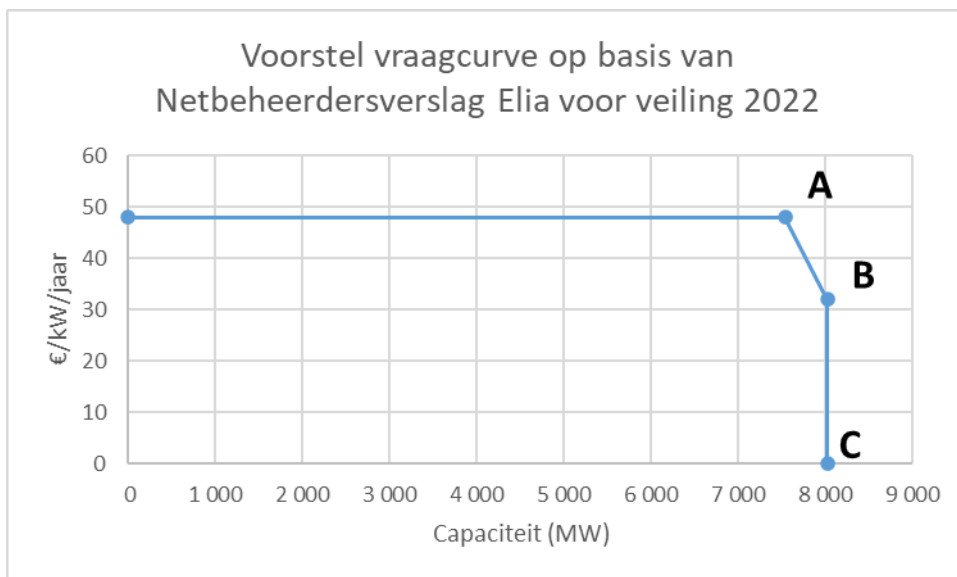
88. Rekening houdend met de correctiefactor van 1,5 die door de Minister werd vastgesteld, bedraagt de maximumprijs 48 €/kWd (punt A van de vraagcurve).

3.2.3. De vraagcurve

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

	Volume (MW)	Prijs (€/kWd/j)
Punt A	7 541	48
Punt B	8 020	32
Punt C	8 020	0

90. De vraagcurve wordt in onderstaande figuur weergegeven.



3.3. BEDENKINGEN VAN DE CREG DIE DE VRAAGCURVE IMPACTEREN

3.3.1. Algemene opmerkingen en bedenkingen

91. De CREG meent dat de volledige gebruikte dataset en hypotheses dienen te worden weergegeven in bijlage aan het Netbeheerdersverslag. Verder meent de CREG dat het rapport vooral focust op de wettelijke basis en op de eindresultaten. Er is evenwel geen transparantie over de gedetailleerde resultaten per simulatie. Ook de door Elia gebruikte methodologie zou uitvoeriger moeten worden belicht.

92. Het Netbeheerdersverslag bevat geen evolutie van de resultaten ten opzichte van het vorige Netbeheerdersverslag en dus ook geen verklaring waarom bepaalde resultaten sterk afwijken van eerdere resultaten. Deze opmerking werd ook in het kader van de vragen van de CREG (zie bijlage 1) aan Elia overgemaakt. Elia verwijst naar een “lange verklaring” tijdens de Working Group Adequacy van 14 december 2021. De CREG meent dat een dergelijke verklaring deel dient uit te maken van het Netbeheerdersverslag, gezien niet iedereen de mogelijkheid heeft om deel te nemen aan deze meetings en dat de slides zonder bijhorende uitleg niet eenduidig geïnterpreteerd kunnen worden..

93. De CREG heeft aan Elia een aantal vragen gesteld tot het bekomen van gedetailleerde kwantitatieve data met betrekking tot de berekeningen uitgevoerd door Elia bij de opstelling van het Netbeheerdersverslag. Verder heeft de CREG aan Elia gevraagd om een simulatie te maken met 30 historische klimaatjaren en de resultaten van deze simulatie te vergelijken met de resultaten in het Netbeheerdersverslag. Een dergelijke simulatie werd ook bij het vorige netbeheerdersverslag gevraagd (en werd toen eveneens geweigerd door Elia).

94. Elia weigert, zelfs na het aandringen tijdens de meeting van 20 januari 2022, om deze kwantitatieve data te verstrekken of een bijkomende simulatie uit te voeren. Elia laat bijgevolg geen enkele controle toe van de gebruikte gegevens, de tussenresultaten per simulatie of de berekening van de eindresultaten.

95. De CREG stelt vast dat het aangepaste Netbeheerdersverslag nog steeds een aantal fouten bevat. De aanwezigheid van een groot aantal materiële fouten in tabellen die de gebruikte hypotheses toelichten is niet enkel verwarrend maar vertraagt aanzienlijk de analyse van het Netbeheerdersverslag door de CREG. In bijlage 2 wordt een beperkte lijst van -al dan niet materiële- fouten weergegeven met desgevallend de correctie indien beschikbaar. De CREG meent dat de opstelling van het Netbeheerdersverslag minstens onzorgvuldig is gebeurd.

96. Zoals hierna wordt aangetoond, verschillen de resultaten van het Netbeheerdersverslag significant ten opzichte van de resultaten van het vorige Netbeheerdersverslag. Een kwantitatieve verklaring lijkt de CREG dus noodzakelijk.

In haar antwoorden op de vragen van de CREG verwijst Elia vaak naar de nieuwe klimaatdatabase die gebruikt werd (ten opzichte van de historische klimaatjaren bij het Netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021. Een bijkomende simulatie met de historische klimaatjaren is voor de CREG de enige manier om het effect van deze klimaatdatabase te kwantificeren. Gezien bovendien beide methodes door ACER werden goedgekeurd (zie beslissing N° 24/2020 van ACER met betrekking tot de methodologie voor de beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening⁸), is deze vergelijking zeer nuttig bij het opmaken van een voorstel van vraagcurve, rekening houdend met de wettelijke verplichting om de kosten van het capaciteitsmechanisme zoveel mogelijk te beperken.

⁸ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA.pdf

97. Gezien de aanwezigheid van deze, al dan niet materiële fouten, en de grote verschillen tussen beide netbeheerdersverslagen, lijken voor de CREG een voldoende reden om een grondige controle uit te voeren op de resultaten van het Netbeheerdersverslag. De houding van Elia en het gebrek aan transparantie bemoeilijken evenwel een degelijke controle, en verhinderen een dergelijke controle binnen de termijnen waarover de CREG beschikt om haar voorstel uit te brengen.

98. De CREG meent dan ook dat het Netbeheerdersverslag ontoereikend is met het oog op het maken van een voorstel door de regulator.

99. In de volgende secties worden punctuele opmerkingen gemaakt over de informatie in het Netbeheerdersverslag, en wordt een vergelijking gemaakt tussen het Netbeheerdersverslag voor de leveringsperiode 2025-2026 met het Netbeheerdersverslag voor de leveringsperiode 2026-2027.

3.3.2. Het gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties

100. Onderstaande tabel geeft de evolutie weer tussen de twee opeenvolgende leveringsperiodes van het totaal elektriciteitsverbruik in het referentiescenario en van het gemiddeld elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties voor punt A en punten B en C.

	NBV 2025-2026	NBV 2026-2027	Vershil	%
Totaal verbruik	88,9 TWh	91,5 TWh	+ 2,6 TWh	+2,9%
Punt A	13 332 MW	13 939 MW	+ 607 MW	+4,6%
Punt B en C	13 591 MW	14 089 MW	+ 498 MW	+3,7%

De CREG heeft geen kwantitatieve data verkregen van Elia om de relatief sterkere stijging van de evolutie van het gemiddeld elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties te controleren. Elia verwijst in haar antwoord aan de CREG enkel naar het gebruik van de nieuwe klimaatdatabase en naar het feit dat het totale verbruik ook stijgt. De stijging van het gemiddeld elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties geeft aanleiding tot een hoger volume in de vraagcurve.

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

101. In het netbeheerdersverslag voor de veiling van 2021, schatte Elia de noodzaak aan het totaal regelvolume voor de leveringsperiode 2025-2026 in op 88 MW FCR en 1000 MW FRR. De grensoverschrijdende bijdrage wordt door Elia op 103 MW ingeschat.

Elia stelde bijgevolg dat de nood aan regelvermogen die op Belgische capaciteit (productie, opslag en vraagrespons) gecontracteerd wordt, gelijk is aan 985 MW.

102. In het Netbeheerdersverslag voor de veiling in 2022, wordt de noodzaak aan het totaal regelvolume voor de leveringsperiode 2026-2027 ingeschat op 75 MW FCR en 1 104 MW FRR. De grensoverschrijdende bijdrage wordt echter door Elia als onbeschikbaar (dus 0 MW) ingeschat. De CREG heeft van Elia geen verklaring gekregen waarom deze grensoverschrijdende bijdrage nu op nul terugvalt.

103. De stijging van het nodige regelvermogen (+ 194 MW), die mede wordt veroorzaakt door de grensoverschrijdende bijdrage te verwaarlozen, geeft aanleiding tot een hoger volume in de vraagcurve.

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

104. De gemiddelde waarde voor de verwachte niet geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties daalt aanzienlijk ten opzichte van het netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021 (zie onderstaande tabel).

	NBV 2025-2026	NBV 2026-2027	Vershil	%
Punt A	1 522 MW	906 MW	- 616 MW	-40,5%
Punt B en C	809 MW	577 MW	- 232 MW	-28,7%

Zonder enige kwantitatieve data kan de CREG dit verschil niet beoordelen. Deze daling geeft aanleiding tot een hoger volume in de vraagcurve.

3.3.5. De niet in aanmerking komende capaciteit

105. Wat betreft de niet in aanmerking komende capaciteit, valt er een significante wijziging van de inschatting vast te stellen ten opzichte van het vorige netbeheerdersverslag. Dit is onder meer te wijten aan de evolutie van de reductiefactoren en aan een gewijzigde methodologie voor de inschatting van het niet in aanmerking komend volume.

106. De CREG heeft evenwel bedenkingen met betrekking tot de gewijzigde methodologie voor de inschatting van het volume aan niet in aanmerking komende capaciteit. Door wat betreft de individueel gemodelleerde eenheden, enkel de eenheden waarvan Elia met zekerheid weet dat ze subsidies ontvangen als niet in aanmerking komend te beschouwen, bestaat het risico dat er eenheden die daadwerkelijk subsidies ontvangen, maar waarvan Elia geen weet heeft, niet worden afgetrokken van de vraagcurve. Als deze eenheden bij de veiling in 2022 zich niet manifesteren als optout-IN capaciteit bestaat de mogelijkheid dat er dus te veel gecontracteerd zal worden. Deze hypothese is niet onwaarschijnlijk, gezien er vanuit het Waals Gewest geen informatie werd verkregen over individueel gemodelleerde eenheden die operationele steun zouden ontvangen. De benadering die vorig jaar werd toegepast door de Minister, waarbij de volledige capaciteit van bepaalde technologieën die mogelijks operationele steun ontvangen, volledig als niet in aanmerking komend werd beschouwd, lijkt de CREG een veel robuustere methode. Elk capaciteit van een dergelijke technologie die zich dan toch kan prekwificeren (en dus toch geen operationele steun ontvangt) gaf aanleiding tot een “neutraliserende” verhoging van het volume in de vraagcurve.

107. Verder stelt de CREG vast dat Elia geen volume voorziet voor niet in aanmerking komende capaciteit die de drempel van 1 MW niet bereikt (met uitzondering van WKK). De CREG gaat er van uit dat er ook nog andere types capaciteiten bestaan, naast WKK, die de drempel van 1 MW niet halen. De CREG beschikt hier echter niet over kwantitatieve informatie. Een optie zou dan ook zijn om zich te baseren op het ingeschatte volume van 205 MW dat vorig jaar als niet in aanmerking komend werd beschouwd.

108. Ondanks een sterke toename in geïnstalleerd vermogen (+ 1300 MW) aan offshore windturbines en PV-installaties, stelt de CREG vast dat het niet in aanmerking komend volume voor deze technologieën daalt (- 188 MW) daalt ten gevolge van de lagere reductiefactoren die van toepassing zijn op deze technologieën.

109. Gezien de waarden voor niet in aanmerking komende capaciteit uit het netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021 niet werden hernomen in de instructie van de Minister tot organisatie van de veiling in 2021⁹, wordt in onderstaande tabel de inschatting van het volume aan niet in aanmerking komende capaciteit weergegeven ten opzichte van de hypothesen weerhouden bij de vaststelling van de vraagcurve (en niet ten opzichte van de waarden vermeld in het vorige netbeheerdersverslag) :

	NBV 2025-2026	NBV 2026-2027
Offshore windturbines	320 MW	384 MW
Onshore windturbines	225 MW	358 MW
PV-installaties	338MW	86 MW
Geaggregeerde thermische technologieën	626 MW	1 254 MW
Individueel gemodelleerde eenheden	1 312 MW	202 MW

⁹ Referentie BS toevoegen : MB van 30/04/2021

Eenheden minimum MW)	onder drempel (1 MW)	205	?
		3026 MW	2284 MW

110. In fine is de inschatting van het niet in aanmerking komend volume minder belangrijk, voor zover de 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.

3.3.6. De duurcurve van de vraag

111. De duurcurve van de vraag levert, op basis van de gegevens van Elia een volume van 1 246 MW dat gereserveerd dient te worden voor de Y-1 veiling, ten opzichte van 1467 MW in het netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021.

112. Dit verschil beïnvloedt enkel de verdeling van de te contracteren capaciteiten tussen de veilingen voor een zelfde leveringsperiode. Deze daling geeft wel aanleiding tot een hoger volume in de vraagcurve voor de veiling in 2022.

3.3.7. Maximaal beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit

113. Met betrekking tot de bijdrage van het beschikbaar volume voor deelname van onrechtstreekse buitenlandse capaciteit, stelt de CREG ook hier een significante daling vast ten opzichte van het netbeheerdersverslag voor de veiling in 2021.

	NBV 2025-2026	NBV 2026-2027	Vershil
Frankrijk	4 MW	196 MW	+ 192 MW
Nederland	599 MW	646 MW	+ 47 MW
Duitsland	461 MW	125 MW	-336 MW
Groot-Brittanië	871 MW	461 MW	-410 MW
	1935 MW	1428 MW	-507 MW

114. Elia stelt dat deze daling voornamelijk het gevolg is van het gebruik van de nieuwe klimaatdatabase. De CREG beschikt niet over de kwantitatieve informatie om dit te controleren en de gevraagde vergelijkende simulatie met historische klimaatjaren werd niet uitgevoerd door Elia.

Deze daling geeft aanleiding tot een hoger volume in de vraagcurve voor de veiling in 2022.

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

115. Met betrekking tot de jaarlijkse inframarginale inkomsten stelt Elia in het Netbeheerdersverslag dat de gemiddelde inkomsten werden genomen van 4 volgende scenario's uit de Adequacy and Flexibility study 2022-2032 van Elia:

- Scenario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Full CCGT;
- Scenario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Full CCGT;
- Scenario CENTRAL/EU-BASE, coal before gas, Peakers;
- Scenario CENTRAL/EU-HiLo, coal before gas, Peakers;

De CREG merkt vooreerst op dat deze scenario's enkel voorkomen in de Adequacy and Flexibility study 2020-2030 en niet terug te vinden zijn in de laatste adequacy studie. Hoewel dit wellicht nog een "materiële fout" is, blijft het voor de CREG onduidelijk welk scenario dan wel werd gebruikt om de inframarginale inkomsten te berekenen. Door de weigering van Elia om kwantitatieve data aan de CREG over te maken, is geen enkele controle mogelijk op de al dan niet correcte berekening van deze inkomsten.

3.3.9. Inkomsten uit de markt van de balanceringsdiensten

116. Met betrekking tot de inkomsten van de balanceringsdiensten, heeft Elia de inkomsten die een bepaalde limiet overschrijden, verwijderd om de gemiddelde inkomsten te berekenen. Voor FCR werden alle inkomsten boven 25 €/MW/h uitgesloten (zie voetnoot 42 van het Netbeheerdersverslag) en voor mFRR werden de inkomsten boven de 10€/MW/h uitgesloten.

117. Artikel 10, §7, van het KB Volumemethodologie stelt dat de raming van de opbrengsten overeenkomt met de gemiddelde historische kosten van de reserveringen door de netbeheerder op basis van de afgelopen 36 maanden. Het koninklijk besluit voorziet geen enkele wettelijke grond om de hoge inkomsten uit te sluiten. Er kan volgens de CREG geen sprake zijn van een mogelijke verschillende interpretatie gezien de bewoordingen in het KB volumemethodologie heel duidelijk zijn.

118. De CREG stelt vast dat Elia bewust een andere invulling geeft aan de tekst van het koninklijk besluit, waardoor de inkomsten uit de markt van de balanceringsdiensten onderschat worden en dus aanleiding zullen geven tot een hogere nettokost voor een nieuwkomer (die de prijsniveaus van de punten A en B van de vraagcurve bepaalt). Hierdoor worden de mogelijke inkomsten voor capaciteitsaanbieders met nieuwe capaciteiten die genieten van een meerjarencontract, of met capaciteiten die een uitzondering verkrijgen op de intermediaire prijslimiet, verhoogd. De kost van het CRM stijgt hierdoor mogelijks ook.

3.3.10. Vergelijking van de elementen die de volumeparameters bepalen

119. In onderstaande tabel worden de elementen uit het netbeheerdersverslag voor de leveringsperiode 2025-2026 vergeleken met enerzijds de elementen weerhouden door de Minister bevoegd voor Energie (Ministerieel Besluit van 30 april 2021) en anderzijds met de elementen in het Netbeheerdersverslag voor de leveringsperiode 2026-2027.

Informatie en input vereist voor de vaststelling van de volumeparameters van de vraagcurve				Verschil tussen NBV 2026-2027 en NBV 2025-2026	Verschil tussen NBV 2026-2027 en vraagcurve veiling 2021 (MB 30/04/2021)
Beschrijving	NBV 2025-2026	MB van 30/04/2021	NBV 2026-2027	Verschil	Verschil
A) Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties					
(punt A)	13,332	13,332	13,939	607	607
(punten B en C)	13,591	13,591	14,089	498	498
B) Vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk	985	985	1,179	194	194
C) Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties					
(punt A)	1,522	1,522	906	-616	-616
(punten B en C)	809	809	577	-232	-232
D) Niet in aanmerking komende capaciteit					
Capaciteit die al subsidies ontvangt	883	2,821	2,284	1,401	-537
1MW derated drempelcriteria	205	205	0	-205	-205
E) Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten					
	1,935	1,935	1,428	-507	-507
Frankrijk	4	4	196	192	192
Nederland	599	599	646	47	47
Duitsland	461	461	125	-336	-336
Groot-Brittannië	871	871	461	-410	-410
F) Capaciteit naar Y-1 veiling	1,467	1,467	1,249	-218	-218

120. Om conclusies te kunnen trekken met betrekking tot de impact van deze verschillen op de nood aan capaciteit tussen de verschillende beschouwde leveringsperiodes, dienen 2 elementen niet in rekening gebracht te worden, namelijk de capaciteit die overgedragen wordt naar de veiling in het jaar voorafgaand aan de leveringsperiode (capaciteit naar Y-1-veiling) en de inschatting van de niet in aanmerking komende capaciteit.

121. De overgedragen capaciteit naar de Y-1 veiling beïnvloedt immers enkel de verdeling van de te contracteren capaciteiten tussen de twee veilingen voor eenzelfde leveringsperiode. De invloed op de nood aan capaciteit dient per leveringsperiode te worden beschouwd, dus zonder rekening te houden met de overdracht naar een volgende veiling.

122. De inschatting van de niet in aanmerking komende capaciteit is een inschatting, die zoals bepaald in de werkingsregels, na de prekwificatie en na de veiling wordt geactualiseerd in functie van de werkelijke deelname aan het CRM van deze capaciteiten. De hoeveelheid niet in aanmerking komende capaciteit zal zeker een impact hebben op het volume aan te contracteren capaciteit en op de kost van het CRM, maar om de nood aan capaciteit te vergelijken dient hier geen rekening mee te worden gehouden.

123. Onderstaande tabel toont de impact van de resterende elementen uit het Netbeheerdersverslag op de vraagcurve ten opzicht van de vraagcurve die bij Ministerieel Besluit van 30/04/2021 bepaald werd. Een impact die leidt tot een verhoging van het volume van de vraagcurve werd in het rood weergegeven; een impact die leidt tot een daling van het volume van de vraagcurve werd in het groen weergegeven.

				verhoging volume		
met uitsluiting van niet in aanmerking komende capaciteit en overdracht naar de Y-1 veiling				verlaging volume		
Informatie en input vereist voor de vaststelling van de volumeparameters van de vraagcurve				Verschil tussen NBV 2026-2027 en vraagcurve veiling 2021 (MB 30/04/2021)		
Beschrijving	NBV 2025-2026	MB van 30/04/2021	NBV 2026-2027	Verschil	Impact punt A	Impact punten B en C
A) Gemiddelde elektriciteitsverbruik in gesimuleerde tekortsituaties						
(punt A)	13,332	13,332	13,939	607	607	
(punten B en C)	13,591	13,591	14,089	498		498
B) Vereiste reserves voor het bewaren van het evenwicht in het netwerk						
	985	985	1,179	194	194	194
C) Gemiddelde niet-geleverde energie in gesimuleerde tekortsituaties						
(punt A)	1,522	1,522	906	-616	616	
(punten B en C)	809	809	577	-232		232
D) Niet in aanmerking komende capaciteit						
Capaciteit die al subsidies ontvangt	883	2,821	2,284	0	0	0
1MW derated drempelcriteria	205	205	0	0	0	0
E) Maximale beschikbare toegangscapaciteit voor de deelname van de indirecte buitenlandse capaciteiten						
	1,935	1,935	1,428	-507	507	507
Frankrijk	4	4	196	192		
Nederland	599	599	646	47		
Duitsland	461	461	125	-336		
Groot-Brittannië	871	871	461	-410		
Capaciteit naar Y-1 veiling	1,467	1,467	1,249	0	0	0
					1,924	1,431

Uit bovenstaande tabel blijkt dat alle elementen uit deel II van het Netbeheerdersverslag aanleiding geven tot een stijging van het volume in de vraagcurve die varieert tussen 1431 MW (punten B en C) en 1924 MW (punt A).

124. Deze impact wordt evenwel enigszins getemperd door het feit dat de door Elia voorgestelde reductiefactoren sterk verschillen ten opzichte van de reductiefactoren geldig bij de veiling in 2021 (zie tabel in randnummer 73). Met uitzondering van enkele technologieën (PV-installaties en offshore windturbines), stijgen de reductiefactoren voor de meeste technologieën. In de veronderstelling dat de voorgestelde reductiefactoren door de Minister bevestigd worden, meent de CREG dat de verhoogde bijdrage van deze technologieën moet in rekening gebracht worden bij het opstellen van de vraagcurve voor de veiling in 2022 met leveringsperiode 2026-2027.

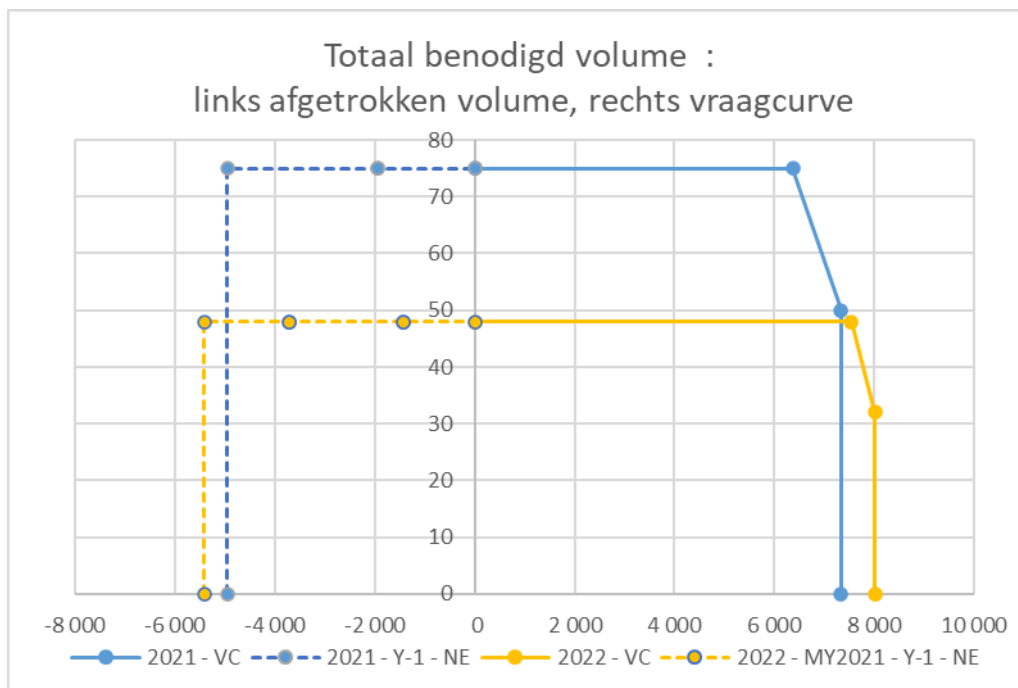
125. De impact van de verhoogde reductiefactoren wordt door de CREG ingeschat op 65 à 450 MW. Voor de berekening werden de nieuwe reductiefactoren toegepast op de capaciteiten die een meerjarencontract hebben afgesloten en op de capaciteiten die in 2021 niet deelnamen aan de veiling maar kozen voor een optout-IN. De berekende impact is een maximaal 450 MW indien de capaciteiten die in het verleden kozen voor een Optout-IN dit ook in de komende veiling zullen blijven doen. Indien enkel de impact van de capaciteiten met een meerjarencontract wordt in rekening gebracht komt de CREG tot 65 MW (op 1649 MW initieel gecontracteerde capaciteit).

126. De impact van de resultaten in het nieuwe Netbeheerdersverslag wordt dus geschat door de CREG op +1474 à +1859 MW voor punt A en +981 à +1366 MW voor punten B en C (zie onderstaande tabel). Gezien nieuwe capaciteiten noodzakelijk zullen zijn, en rekening houdend met de steilere helling van de vraagcurve tussen punten A en B en het beperkt aantal projecten dat over de nodige

vergunningen beschikt, meent de CREG dat het volume in de veiling in 2022 zich zal situeren tussen de punten A en B.

	punt A	punt B en C
Impact parameters vraagcurve NBV 2026-2027	+ 1924 MW	+ 1431 MW
Maximale impact Reductiefactoren	- 450 MW	- 450 MW
Minimale impact Reductiefactoren	- 65 MW	- 65 MW
Minimale impact op vraagcurve	+ 1474 MW	+ 981 MW
Maximale impact op vraagcurve	+ 1859 MW	+ 1366 MW

127. Dit kan ook grafisch geïllustreerd worden in onderstaande figuur, waarbij de curve in volle lijn rechts van de ordinaat overeenkomt met de vraagcurve voor de veiling en de curve links van de ordinaat in stippellijn de afgetrokken volumes vertegenwoordigen, te weten het volume aan niet-in aanmerking komende capaciteit, het overgedragen volume naar de Y-1 veiling 2021 en voor 2022 het reeds in 2021 gecontracteerde volume met een meerjarencontract (blauw voor veiling 2021 en oranje voor veiling 2022). In deze figuur is de prijscomponent aan de linkerzijde van de ordinaat slechts illustratief, gezien deze volumes niet tot de vraagcurve behoren. Verder werden de prijsparameters van de vraagcurve voor de veiling 2021 in deze figuur behouden.



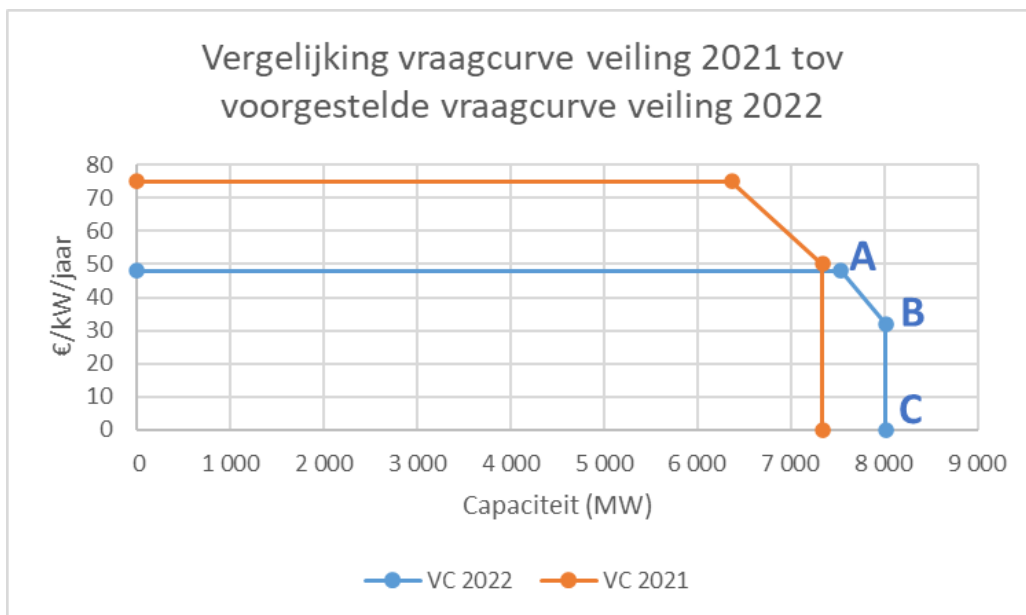
128. Concreet betekent dit dat de parameters in het Netbeheerdersverslag leiden tot een bijkomende noodzaak van minstens één, mogelijks twee, grote STEG eenheden, bovenop de 2 STEG-eenheden (Vilvoorde en Awirs) die reeds gecontracteerd werden in de veiling van 2021.

3.3.11. Vergelijking vraagcurve

129. Onderstaande figuur vergelijkt de vraagcurve voor de veiling 2021 met het voorstel van vraagcurve voor de veiling in 2022.

Het hoger volume werd reeds voldoende besproken in de vorige secties.

Hoewel de prijsparameters aanzienlijk lager liggen dan in de veiling in 2021, lijken de resultaten toch heel verklaarbaar te zijn. Hoewel batterijen heel beperkte inkomsten ontvangen uit de energiemarkt, die aangevuld worden met de door Elia ingeschatte opbrengsten uit balanceringsdiensten, is de lage bruto-CoNE voor batterijen en de significante stijging van de reductiefactoren de voornaamste reden waardoor de Net-CoNE en dus ook de globale prijslimiet op een niveau liggen van respectievelijk 32 en 48 €/kW/jaar.



4. CONCLUSIE

130. Het Netbeheerdersverslag, zoals gepubliceerd door Elia met het erratum van 23 december 2021, bevat een te groot aantal fouten. Sommige fouten zijn voor de CREG duidelijk materiële fouten (verschillende cijfers in de executive summaries, foutieve referenties naar artikelen van het koninklijk besluit Volumemethodologie, verkeerde citaten van regelgevende teksten, verkeerde referenties naar gebruikte scenario's,...). Andere fouten (gebruikte data in de tabellen) werden door Elia per mail gecorrigeerd en worden door Elia eveneens als materiële fouten bestempeld. Het is voor de CREG onmogelijk om op basis van de verstrekte informatie te verifiëren of het hier om daadwerkelijk materiële fouten gaat die enkel in de tabellen van het gepubliceerde Netbeheerdersverslag voorkomen, dan wel foutieve gegevens die gebruikt werden in de simulaties en dus mede de resultaten hebben bepaald.

131. De gepubliceerde resultaten in het Netbeheerdersverslag voor de leveringsperiode 2026-2027 leiden echter tot een significante stijging van de nood aan capaciteit ten opzichte van de leveringsperiode 2025-2026. De stijging van de nood aan capaciteit wordt door de CREG ingeschat op meer dan 1 000 MW.

132. De CREG heeft omwille van de verschillende onduidelijkheden in het Netbeheerdersverslag (die vervolgens door Elia als materiële fouten werden bestempeld) en omwille van de resultaten die sterk afwijken van het vorige netbeheerdersverslag, naast een aantal vragen ter verduidelijking ook aan Elia gevraagd om enerzijds een simulatie te maken met 30 historische klimaatjaren (wat eveneens een door ACER goedgekeurde methodologie is) teneinde de impact van de klimaatdatabase te kunnen kwantificeren en anderzijds een aantal gedetailleerde resultaten per simulatie te kunnen bekomen. Elia heeft geweigerd om op deze twee vragen te antwoorden.

133. Het verschil in de resultaten wordt niet kwantitatief verklaard door Elia. Elia verwijst in haar antwoorden aan de CREG naar het gebruik van de nieuwe klimaatdatabase, naar de verschillen met het door de Minister geselecteerde referentiescenario voor de leveringsperiode 2025-2026 en naar de evolutie van de reductiefactoren.

134. Elia maakt het de CREG bijgevolg onmogelijk om binnen de termijnen om haar voorstel uit te brengen, enige controle uit te voeren op de simulaties die aanleiding gaven tot de resultaten in het Netbeheerdersverslag. De CREG heeft in het voorliggende voorstel, rekening houdend met het ontbreken van de gevraagde kwantitatieve data, in sectie 3.3 haar bedenkingen en opmerkingen gemaakt betreffende het Netbeheerdersverslag. De CREG wenst geen enkele verantwoordelijkheid te nemen aangaande de gegevens/resultaten uit het Netbeheerdersverslag die zij in dit voorstel gebruikt heeft.

135. De CREG heeft in sectie 3.2 een voorstel van vraagcurve opgemaakt op basis van de informatie in het Netbeheerdersverslag (zoals voorgeschreven in artikel 8, §1 van het KB Volumemethodologie).

136. De CREG wenst er evenwel op te wijzen dat de voorgestelde vraagcurve, op basis van de gegevens in het Netbeheerdersverslag, volgens haar leidt tot een vraagcurve met overcapaciteit en dus tot te hoge kosten voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme. Door de weigering van Elia om kwantitatieve data ter beschikking te stellen aan de CREG, kan de CREG geen correct gemotiveerde alternatieve vraagcurve voorstellen.

137. De CREG zal evenwel proberen om alsnog, gebruik makend van de wettelijke mogelijkheden, de gevraagde informatie van Elia te bekomen en haar bevindingen over te maken aan de Minister bevoegd voor energie.

////

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 1

Antwoorden van Elia op de vragen van de CREG

- Antwoord van 14 januari 2022
- Antwoord van 25 januari 2022

BIJLAGE 2

Beperkte lijst van fouten en eventuele correcties van het Netbeheerdersverslag vermeld in de antwoorden van Elia

In deze bijlage worden enkele aantoonbare foutieve kwantitatieve data uit het Netbeheerdersverslag opgesomd. Het Netbeheerdersverslag bevat daarnaast nog een reeks foutieve (verouderde) referenties naar regelgevende teksten.

1. Executive summary

De CREG stelt een verschil vast in de Engelse executive summary ten opzichte van de Franstalige en Nederlandstalige versie (zie hieronder).

Information and input required for the establishment of the volume parameters of the demand curve		
Description	RD Reference	Capacity [MW]
Average load during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 1°	13939
Average load during simulated scarcity period (points B and C)		14089
Balancing need	Art. 11, §2, 2°	985
Average energy not served during simulated scarcity period (point A)	Art. 11, §2, 3°	906
Average energy not served during simulated scarcity period (points B and C)		577

Description	Référence de l'A.R.	Capacité [MW]
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 1°	13939
Charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées (points B et C)		14089
Besoin en réserves d'équilibrage	Art. 11, §2, 2°	1179
Prévision d'énergie non desservie moyenne pendant les situations de pénurie simulées (point A)	Art. 11, §2, 3°	906

2. Tabel 4, p. 37.

Type	Catégories	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW]	Durée de vie économique [y]	Coûts annualisés [€/kW]
1	Semi-baseload	600	20	20	98
2	Peakers 1	400	20	20	72
3	Peakers 2	300	15	15	58

Tableau 4: Types de capacité présélectionnés – CAPEX & FOM utilisés pour la boucle économique

Waarde FOM voor Semi-baseload is verkeerd, zou 25 €/kW moeten zijn, zoals door Elia bevestigd in haar antwoord (zie bijlage 1).

3. Tabel 8, p56.

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	52	60	5.8	46	1.6	57
OCGT	83	44	5.8	46	1.6	57
IC Gas Engine	86	49	5.8	46	4.1	57
CHP	54	33	5.8	46	6.9	57

Tableau 8: net-CONE : Hypothèses pour le cout marginal des différentes technologies

De gemarkeerde waarden in de tabel werden door Elia herzien in een antwoord aan de CREG.

Catégories	Cout Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	52	60	5.8	46	2	57
OCGT	83	42	5.8	46	11	57
IC Gas Engine	86	40	5.8	46	11	57
CHP	55	33	5.8	46	6.9	57

4. De door Elia geciteerd scenario's om de inframarginale inkomsten te berekenen (zie hieronder) komen niet voor in de Adequacy & Flexibility studie 2022-2032, maar werden gebruikt in de eerste A&F studie 2020-2030.

- pour les horizons 2028, 2030 et 2032 : les scénarios issus de l'étude Adequacy and Flexibility study 2022-32 ont été utilisés, une moyenne a été effectuée entre les revenus issus des 4 scénarios suivants afin de correspondre au mieux avec les choix effectués dans le cadre du scénario de référence :
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, Full CCGT;
 - o Scénario CENTRAL/EU-BASE, Peakers;
 - o Scénario CENTRAL/EU-HiLo, Peakers;

5. De inframarginale rentes (resultaten) lijken in ieder geval voor wind onshore foutief te zijn.

Le Tableau 21 présente ces différentes rentes inframarginales, exprimées en €/kW.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
CCGT	32	35	38	37	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
OCGT	5	5	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
IC Gas Engine	5	5	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CHP	24	28	32	32	32	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Battery	4	5	6	6	7	8	9	9	9	9										
PV	43	43	43	42	41	39	38	38	38	38	38	38	38	38	38					
Wind onshore	116	114	112	17	13	97	91	91	91	91	91	91	91	91	91					
Wind offshore	169	178	187	184	181	178	176	176	176	176	176	176	176	176	176					

Tableau 21 : net-CONE – Détail des rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie économique