CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Voorstel

(E)2064
24 maart 2020

Voorstel over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald

Gedaan met toepassing van artikel 25(4) van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit

Niet-vertrouwelijk

CREG - Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 - F + 32 2 289 76 09 - www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE 2
INLEIDING 4
1. Wettelijk kader 6
1.1. Nationale wetgeving 6
1.2. Europese regelgeving 6
1.2.1. Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 6
1.2.2. Elektriciteitsverordening 7
2. Antecedenten 9
2.1. Algemeen 9
2.2. Raadpleging 10
2.2.1. Overzicht van de reacties 10
2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties 10
3. Context 27
3.1. Invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme 27
3.2. De organisatie van de veilingen 28
4. Methodologie voor de bepaling van het nodige volume en voor de bepaling van de basisgegevens 29
4.1. Algemeen 29
4.2. Voorstel van methodologie ter bepaling van het nodige volume en voor de bepaling van de basisgegevens 31
5. Methodologie ter bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume 32
5.1. Principes en analyse 32
5.1.1. Principe 1 : De invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme dient om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm, tegen een zo laag mogelijke kost en tegen een proportionele kost 33
5.1.2. Principe 2 : De methodologie om de parameters te bepalen van het aan te kopen volume in het capaciteitsmechanisme moet efficiënt kunnen omgaan met zowel een in de tijd stijgende als dalende betrouwbaarheidsbezorgdheid (adequacy concern). 34
5.1.3. Principe 3: De capaciteitsveiling die vier jaar op voorhand wordt georganiseerd (T-4 veiling) is vooral zinvol om capaciteit met een lange aanlooptijd (meer dan 1 jaar) te kunnen aantrekken 39
5.1.4. Principe 4 : Wegens de neutraliteit van de technologie kan er in de capaciteitsveiling niet gediscrimineerd worden tussen de verschillende technologieën 42
5.1.5. Principe 5: Het CRM mag niet leiden tot het oversubsidiëren van capaciteit 42
5.2. Voorstel van Methodologie ter bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume 43
5.2.1. Scenariokeuze 43
5.2.2. Betrouwbaarheidsnorm 45

5.2.3. Bepaling volume voor het leveringsjaar 45
5.2.4. Bepaling van het gereserveerd volume voor T-1 veiling 46
5.2.5. Methodologie voor het opstellen van de vraagcurve voor de veilingen 48
5.2.6. Input data van de netbeheerder 54
BIJLAGE 1 – Illustratie van de bepaling van het T-1 volume aan de hand van de resultaten van de studie van Elia van juni 2019 55
BIJLAGE 2 – Impact van de winters 1984-85 en 1986-87 op de resultaten van de toereikendsheidsanalyse 56
BIJLAGE 3 – Reacties op de openbare raadpleging betreffende het ontwerpvoorstel (E)2064 van de CREG 58

INLEIDING

1. Artikel 25(4) van de Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna: "Elektriciteitsverordening")[1] kent aan de nationale regulerende instantie (voor België: de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (hierna: "CREG")) een voorstelbevoegdheid toe inzake de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald.

In dit voorstel oefent de CREG haar voorstelbevoegdheid, die zij rechtstreeks uit artikel 25(4) van de Elektriciteitsverordening put, uit.

2. Bepaalde aspecten met betrekking tot de parameters waarmee het aan te kopen volume binnen een capaciteitsvergoedingsmechanisme bepaald wordt, waren reeds het voorwerp van discussies binnen het CRM-opvolgingscomité, bestaande uit vertegenwoordigers van de transmissienetbeheerder (Elia Transmission Belgium, hierna: Elia), van de CREG en van het kabinet van de federale Minister bevoegd voor Energie en onder het voorzitterschap van de FOD Economie.

3. Op 21 november 2019 heeft de CREG een ontwerpnota (Z)2024 goedgekeurd over de bepaling van de parameters voor het aangekochte volume in het capaciteitsvergoedingsmechanisme, waarover de CREG een openbare raadpleging georganiseerd heeft die liep van 22 november 2019 tot en met 6 december 2019[2].

4. In het finaal voorstel van Elia (van 18 december 2019) van Koninklijk Besluit tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme[3], gemaakt op basis van artikel 7undecies, §2, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna : "Elektriciteitswet"), stelt Elia in haar reactie op het advies van de CREG (A)2030, dat zij geen methodologie in detail heeft uitgewerkt. Elia beweert, dat "*in het Comité de Suivi werd afgesproken dat dit veeleer in de scope van de methodologie voor te stellen door de CREG viel. Dit volgt uit de gemaakte interpretatie van Verordening (EU) 2019/943 en meer bepaald van de bepalingen aangaande de rol van de regulator bij het voorstellen van de parameters voor het bepalen van het aan te kopen volume in de CRM.*". De CREG wenst te benadrukken dat dergelijke afspraken niet in het opvolgingscomité werden gemaakt. De CREG heeft evenwel akte genomen van de interpretatie van Elia dat het aan de CREG toekomt om deze methodologie op te stellen.

5. Bijgevolg heeft de CREG in bijlage 2 van de eindversie van de nota (Z)2024 van 20 december 2019 een methodologie voor de bepaling van het nodige volume opgenomen. Gezien deze methodologie niet was opgenomen in de ontwerpnota (Z)2024, heeft de CREG over deze methodologie geen openbare raadpleging gehouden.

6. Op 19 februari 2020 ontving de CREG de vraag van de Minister bevoegd voor Energie, Mevrouw Marghem, om volgend op de nota (Z)2024 een voorstel van de methodologie ter bepaling van het volume te bekomen.

[1] Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit, PBEU
[2] website
[3] Finaal voorstel van koninklijk besluit van 18 december 2019, https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/ug/crm/20191220_updated-kb-elia_volumeparameters_frnl_clean.pdf

7. Dit voorstel bestaat uit vijf hoofdstukken.

In het eerste hoofdstuk wordt het wettelijke kader behandeld.

Het tweede hoofdstuk bevat de antecedenten en de raadpleging op het ontwerpvoorstel (E)2064 die geleid hebben tot het voorliggende voorstel.

Het derde hoofdstuk licht de context en het proces toe met de verschillende stappen die nodig zijn tussen de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme en de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume tijdens een CRM-veiling. Dit vierde hoofdstuk heeft de bedoeling om het voorliggende voorstel duidelijk te kaderen in het proces.

Het vierde hoofdstuk licht de methodologie toe om het nodige volume te bepalen om aan de betrouwbaarheidsnorm te voldoen en om de basisgegevens te genereren nodig voor de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume.

Het vijfde hoofdstuk omvat de methodologie waarmee de parameters worden bepaald voor het aan te kopen volume in een capaciteitsveiling. Dit hoofdstuk bestaat twee secties die grotendeels de principes en methodologie hernemen die in nota(Z)2024 werden voorgesteld. De eerste sectie beschrijft uitgebreid de principes die volgens de CREG gerespecteerd dienen te worden bij de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume. De tweede sectie beschrijft de methodologie om op basis van de basisgegevens uit hoofdstuk vijf en overeenkomstig de beschreven principes, de parameters te bepalen om het aan te kopen volume te bepalen.

8. Dit voorstel werd goedgekeurd door het directiecomité van de CREG via schriftelijke procedure op 24 maart 2020.

9. Een nieuw element is de beslissing van de Europese Investeringsbank (hierna: “EIB”) op 14 november 2019 inzake een nieuwe klimaatstrategie en -beleid inzake de geldverstrekking op het vlak van Energieprojecten. Eén van de maatregelen in haar beleid stelt dat de EIB vanaf eind 2021 de financiering van energieprojecten die gebruik maken van fossiele brandstoffen zal beëindigen.[4]

[4] https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy

1. WETTELIJK KADER

1.1. NATIONALE WETGEVING

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

11. Artikel 7*undecies*, §1, van de Elektriciteitswet benadrukt onder meer het belang van de kostenbeheersing van het ingestelde capaciteitsvergoedingsmechanisme:

> *"(…)*
>
> *Het capaciteitsvergoedingsmechanisme is zodanig ontworpen dat de kostprijs ervan zo laag mogelijk blijft*
>
> *(…)".*

12. Artikel 7*undecies*, §2, belast de netbeheerder met het opstellen van twee rapporten met het oog op de berekening van de noodzakelijke capaciteitsvolumes voor het verzekeren van de toereikendheid, de bepaling van een minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar vóór de periode van capaciteitslevering plaatsvindt, de bepaling van de vraagcurve en de prijslimieten.

De uiteindelijke beslissing om een instructie te geven voor een veiling komt aan de Minister toe:

> *"… Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de verslagen en de adviezen (…), 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 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, vermeerderd met de onzekerheidsmarge vervat in de initiële volumeberekening uitgevoerd door de netbeheerder in het verslag bedoeld in het eerste lid, 1".*

1.2. EUROPESE REGELGEVING

1.2.1. Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020

13. Capaciteitsvergoedingsmechanismen dienen voor de inwerkingtreding ervan goedgekeurd te worden door de Europese Commissie. Een aantal bepalingen in de Richtsnoeren [5] zijn belangrijk in het kader van dit voorstel.

[5] Zie Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 (2014/C 200/01), PBEU 28 juni 2014

14. Bij het onderzoek of de steunmaatregel een geschikt instrument is (sectie 3.9.3.) stelt randnummer (226) het volgende:

> *(226) De maatregel dient open te zijn en passende prikkels te geven voor zowel bestaande als nieuwe producenten en voor bedrijven die gebruikmaken van substitueerbare technologieën, zoals vraagrespons of oplossingen voor opslag. De steun dient dus te worden verschaft via een mechanisme dat de mogelijkheid biedt voor potentieel verschillende doorlooptijden, afhankelijk van de tijd die nodig is voor de uitvoering van nieuwe investeringen door nieuwe producenten die andere technologieën gebruiken. De maatregel dient ook rekening te houden met de mate waarin interconnectiecapaciteit een oplossing kan bieden voor eventuele problemen inzake leveringszekerheid.*

15. De evenredigheid of proportionaliteit is een belangrijk concept bij de evaluatie van de steunmaatregel (sectie 3.9.5.).

> *(230) De maatregel moet ingebouwde mechanismen hebben die beletten dat windfall profits ontstaan.*
>
> *(231) De maatregel dient zo te worden opgezet dat verzekerd wordt dat de prijs die voor het beschikbaar houden van regel- en reservevermogen wordt betaald, automatisch naar nul tendeert wanneer de omvang van het aangeboden vermogen naar verwachting afdoende is om te voldoen aan de omvang van de vraag naar vermogen.*

16. Verder dient de steunmaatregel ongewenste negatieve effecten op de mededinging en het handelsverkeer te vermijden (sectie 3.9.6.).

> *(232) De maatregel dient zodanig te zijn vormgegeven dat alle vermogen dat daadwerkelijk kan bijdragen tot het aanpakken van het probleem inzake leveringszekerheid, voor de maatregel kan worden ingezet, met name rekening houdende met de volgende factoren:*
>
> *a) de participatie van producenten die verschillende technologieën gebruiken, en producenten die maatregelen met een gelijkwaardige technische prestatie aanbieden, bijvoorbeeld vraagbeheersing, interconnectoren en opslag. Onverminderd punt 228 kunnen beperkingen op deelname alleen gerechtvaardigd worden op grond van technische prestaties die ontoereikend zijn om het probleem inzake leveringszekerheid aan te pakken. Bovendien dient de maatregel ten behoeve van de leveringszekerheid open te staan voor mogelijke aggregatie van zowel vraag als aanbod;*
>
> *b) de participatie van marktdeelnemers uit andere lidstaten wanneer die participatie fysiek mogelijk is met name in de regionale context, d.w.z. wanneer het vermogen beschikbaar kan worden gesteld aan de lidstaat die de maatregel ten uitvoer legt en de in de maatregel beschreven verplichtingen kunnen worden afgedwongen (97);*
>
> *c) de participatie van een voldoende aantal producenten om een concurrerende prijs voor het vermogen te kunnen bepalen;*
>
> *d) het vermijden van negatieve effecten op de interne markt, bijvoorbeeld door uitvoerbeperkingen, plafonds voor groothandelstarieven, biedrestricties of andere maatregelen die het functioneren van marktkoppeling aantasten, met inbegrip van intraday- en balanceringsmarkten.*

1.2.2. Elektriciteitsverordening

17. Op 5 juni 2019 werd het laatste pakket maatregelen van het *Clean Energy Package* goedgekeurd met daarbij de Elektriciteitsverordening. Deze verordening is in werking getreden op de twintigste dag na die van de bekendmaking in het Publicatieblad van de Europese Unie (14 juni 2019), dus op 4 juli 2019. De Elektriciteitsverordening is van toepassing vanaf 1 januari 2020.

18. Deze verordening heeft een rechtstreekse werking en heeft aan de regulerende instanties een zeker aantal voorstelbevoegdheden toevertrouwd.

Artikel 25(2) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

> *"De betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld door de lidstaat of een door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie op basis van een voorstel van de regulerende instantie. De betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld op basis van de in artikel 23, lid 6, uiteengezette methodologie."*

Artikel 25(4) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende:

> *"Wanneer toepassing wordt gemaakt van capaciteitsmechanismen, worden de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, goedgekeurd door de lidstaat of een andere door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie op basis van een voorstel van de regulerende instantie."*

19. Verder zijn in het kader van de opstelling van een methodologie om de parameters van het aangekochte volume te bepalen, nog een aantal overwegingen en bepalingen in de Elektriciteitsverordening relevant.

Een belangrijk element dat de benadering van de CREG in dit voorstel ondersteunt is overweging (50) van de Elektriciteitsverordening die het volgende stelt:

> *"Bij het waarborgen van de voorzieningszekerheid mogen de capaciteitsmechanismen niet tot overcompensatie leiden. …"*

Met betrekking tot de waarde van de verloren belasting stelt artikel 11 van de Elektriciteitsverordening het volgende:

> *"1. Uiterlijk op 5 juli 2020 stellen de regulerende instanties of, wanneer een lidstaat daarvoor een andere bevoegde autoriteit heeft aangewezen, die aangewezen bevoegde autoriteiten, indien zulks nodig is voor de vaststelling van een betrouwbaarheidsnorm conform artikel 25, voor hun grondgebied een enkele raming van de waarde van de verloren belasting (value of lost load) vast. Die raming wordt openbaar gemaakt. De regulerende instanties of andere aangewezen autoriteiten kunnen verschillende ramingen per biedzone vaststellen indien er op hun grondgebied meerdere biedzones zijn. Indien een biedzone het grondgebied van meer dan één lidstaat beslaat, ramen de betrokken regulerende instanties of andere aangewezen bevoegde autoriteiten één waarde van de verloren belasting voor die biedzone. Bij het ramen van de enkele waarde van de verloren belasting passen de regulerende instanties of andere aangewezen bevoegde autoriteiten de overeenkomstig artikel 23, lid 6, ontwikkelde methodologie toe.*
>
> *2. De regulerende instanties of de aangewezen bevoegde autoriteiten werken hun raming van de waarde van de verloren belasting ten minste om de vijf jaar bij, of eerder indien ze significante veranderingen vaststellen."*

Met betrekking tot de beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening stelt artikel 23(5)(b) van de Elektriciteitsverordening, dat de beoordeling

> *"is gebaseerd op passende centrale referentiescenario's (…)"*

2. ANTECEDENTEN

2.1. ALGEMEEN

20. Op 20 september 2019 presenteerde de CREG in het CRM-opvolgingscomité, bestaande uit Elia, de FOD Economie, de CREG en het kabinet Energie, de principes voor het bepalen van de parameters die het aankoopvolume bepalen. Op vraag van Elia en de FOD Economie werd een bijkomende vergadering van het opvolgingscomité georganiseerd op 24 september 2019 over hetzelfde onderwerp.

21. Op 26 september 2019 presenteerde de CREG in de *Task Force* CRM de principes voor het bepalen van de parameters die het aankoopvolume bepalen.

22. Op 8 oktober 2019 ontvingen de leden van het opvolgingscomité een schriftelijke reactie van Elia op de principes die de CREG eerder had gepresenteerd.

23. Op 9 oktober 2019 stuurde ook de FOD Economie haar opmerkingen op deze principes naar de leden van het opvolgingscomité.

24. Op 31 oktober 2019 stuurde Elia per e-mail enkele opmerkingen en suggesties naar de leden van het opvolgingscomité.

25. Op 4 november 2019 werd een *Task Force* CRM georganiseerd bij de CREG, met als enige thema de uitwerking van de principes van de methodologie ter bepaling van de parameters van het aangekochte volume[6].

26. Op 21 november 2019 heeft de CREG een ontwerpnota (Z)2024 goedgekeurd. Over deze ontwerpnota werd een openbare raadpleging gehouden van 22 november 2019 tot en met 6 december 2019[7].

27. Op 6 december 2019 werd het advies (A)2030 inzake het voorstel van koninklijk besluit van Elia tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme goedgekeurd door het Directiecomité van de CREG en overgemaakt aan Elia.

28. Op 18 december 2019 ontving de CREG het finaal voorstel van koninklijk besluit van Elia tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

29. Op 19 december 2019 werd een dossier voor de invoering van een marktbreed capaciteitsvergoedingsmechanisme in België neergelegd bij de Europese Commissie (Case SA.54915 (2019/N).

30. Op 20 december 2019 heeft de CREG de nota (Z)2024 goedgekeurd en overgemaakt aan de Minister bevoegd voor Energie.

31. Op 19 februari 2020 ontving de CREG een schrijven van de Minister bevoegd voor Energie, Mevrouw Marghem, met vraag om tegen ten laatste op 2 maart 2020 een voorstel van methodologie voor de berekening van het volume te bekomen.

---

[6] Deze presentatie is hier te vinden: https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/openbare-raadpleging-betreffende-de-ontwerpnota-over-de-parameters-waarmee-de

[7] Zie website CREG : https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen/openbare-raadpleging-betreffende-de-ontwerpnota-over-de-parameters-waarmee-de

32. Op 21 februari 2020 heeft de CREG een schrijven gericht aan de Minister bevoegd voor Energie, Mevrouw Marghem, met de mededeling dat de CREG haar uiterste best zal doen om een voorstel van methodologie ter bepaling van het volume op te maken en deze in de loop van de week van 9 maart 2020 over te maken.

33. Op 11 maart 2020 keurde het Directiecomité van de CREG het ontwerpvoorstel (E)2064 per schriftelijke procedure goed. Over dit ontwerpvoorstel werd een korte raadpleging georganiseerd gedurende slechts één week (zie sectie 2.2).

34. Op 23 maart 2020 heeft de FOD Economie, op vraag van de Minister bevoegd voor Energie, een raadpleging opgestart over een voorstel van koninklijk besluit de parameters tot vaststelling van de methodologie voor capaciteitsberekening en parameters voor de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

2.2. RAADPLEGING

35. Het directiecomité van de CREG besliste, in het kader van het ontwerpvoorstel (E)2064, met toepassing van artikel 33, §2, van zijn huishoudelijk reglement, een openbare raadpleging te organiseren op de website van de CREG gedurende één week. Gezien een groot gedeelte van het ontwerpvoorstel reeds vervat zat in de ontwerpnota (Z)2024, die het voorwerp uitmaakte van een openbare raadpleging georganiseerd door de CREG, en gezien de dringendheid waarmee de Minister bevoegd voor Energie een voorstel aan de CREG vroeg (zie randnummer 31), werd de openbare raadpleging beperkt tot de elementen in het ontwerpvoorstel (E)2064 die niet in de ontwerpnota (Z)2024 waren opgenomen, met name de methodologie voor de bepaling om het nodige volume te bepalen om aan de betrouwbaarheidsnorm te voldoen. Concreet beperkte de openbare raadpleging zich tot de inhoud van hoofdstukken 4 en 5 van het ontwerpvoorstel (E)2064 (respectievelijk hoofdstukken 3 en 4 van het voorliggend voorstel).

2.2.1. Overzicht van de reacties

36. De CREG ontving vijf niet-vertrouwelijke reacties op de raadpleging, namelijk van :

- ELIA;
- FEBEG;
- FEBELIEC;
- RENT-A-PORT Green Energy NV en SRIW-Environnement SA;
- WOITRIN Dominique.

2.2.2. Analyse van de ontvangen reacties

37. De CREG merkt op dat de reacties gekenmerkt worden door een grote diversiteit, gaande van het ondersteunen van de voorgestelde methodologie tot het voorstellen van een andere methodologie, zoals dit ook het geval was tijdens de raadpleging over de ontwerpnota (Z)2024. De CREG merkt ook op dat bepaalde respondenten reageren buiten het kader van het voorwerp van de raadpleging over de nota (E)2064. Gezien de beperkte tijd tussen het afsluiten van de raadpleging (op vrijdag 20 maart 2020) en de goedkeuring van dit voorstel (op dinsdag 24 maart 2020), zullen vooral de reacties m.b.t. hoofdstukken 4 en 5 van het ontwerpvoorstel behandeld worden, wat overeenkomt met het voorwerp van de raadpleging.

38. De reacties worden hierna per thema behandeld.

2.2.2.1. *De raadplegingsmodaliteiten*

39. De meeste respondenten (Elia, FEBEG, Febeliec en Dhr. Woitrin) betreuren het korte tijdsbestek dat voorzien is voor de openbare raadpleging van de CREG. Febeliec voegt hieraan toe dat de deadlines zo scherp gesteld worden door de Belgische overheid, waardoor geen gedegen en diepgaande discussie mogelijk wordt over een van de meest impacterende hervormingen van het Belgisch elektriciteitssysteem sedert de liberalisering.

40. De CREG is zich bewust van het korte tijdsbestek (1 week) waarbinnen reacties van de marktpartijen werd gevraagd. De CREG heeft beslist deze termijn zo kort te houden wegens de dringendheid waarmee de Minister bevoegd voor Energie een voorstel aan de CREG vroeg (zie randnummer 31). Bovendien bemoeilijken de maatregelen die genomen worden ter bestrijding van het COVID-2019 de werkomstandigheden van eenieder (zowel van de respondenten als van de CREG).

Hoewel de CREG ook meent dat het CRM-dossier nog op verschillende aspecten dient verder uitgediept of aangevuld (bijvoorbeeld inzake de financiering) te worden en dat de invoering van een CRM zeer ingrijpend is voor de elektriciteitsmarkt, heeft de CREG toch beslist zo veel mogelijk tegemoet te komen aan de urgentie die door de Minister gevraagd werd.

2.2.2.2. *Algemene opmerkingen*

2.2.2.2.1. *Elia*

41. Elia geeft in haar eerste hoofdstuk een aantal algemene opmerkingen.

42. Randnummer 2 : Elia vraagt de vervanging van “Elia System Operator” in randnummer 2 door “Elia Transmission Belgium”.

De CREG gaat akkoord met de gevraagde wijziging die het gevolg is van een recente reorganisatie binnen de Elia groep.

43. Randnummer 4 : Elia meent dat de beweringen van de CREG in randnummer 4 (van zowel het ontwerpvoorstel als van het voorliggend voorstel) niet correct en ongepast zijn.

De CREG kan enkel herhalen dat zij pas in het finaal voorstel van koninklijk besluit van Elia van 18 december 2019, vernomen heeft dat Elia geen methodologie zou uitwerken. De bewering dat in het opvolgingscomité werd overeengekomen, of zelfs maar besproken, dat deze methodologie binnen de bevoegdheid van de CREG zou vallen is onwaar. Tijdens de momenten waarop de CREG aan Elia vroeg wanneer het voorstel van koninklijk besluit voor deze methodologie zou volgen, werd dit niet duidelijk beantwoord. Een bewering door Elia dat het niet aan Elia was om deze methodologie op te stellen maar wel aan de CREG zou niet onopgemerkt en zou geacteerd geweest zijn in de “afspraken” die volgend op de vergaderingen van het opvolgingscomité door de FOD economie per e-mail rondgestuurd werden.

44. Randnummer 88 : Elia beweert dat de geciteerde bedragen van 300 tot 500 miljoen Euro geen schattingen zijn van Elia , maar van de consultant PWC, die deze berekeningen uitvoerde in opdracht van de FOD Economie. Elia gebruikt deze publieke gegevens, maar vermeldt er altijd de bron, namelijk PWC, bij. Elia meent bijgevolg dat het niet correct en misleidend is om te stellen dat deze schattingen van Elia komen.

De CREG gaat akkoord dat de initiële schattingen gebeurden door PWC, in opdracht van de FOD economie. Wel stelt de CREG vast dat Elia deze schattingen van PWC niet in vraag gesteld heeft.

45. Volgens Elia is het raadplegingsdocument eerder een overzicht van opmerkingen dan een specifiek, uitgewerkte en gemotiveerde methodologie en bevat het raadplegingsdocument geen voorstel van koninklijk besluit. Het raadplegingsdocument geeft volgens Elia geen volledig beeld en voor bepaalde aspecten lijkt er volgens Elia verdere analyse of studies nodig.

De CREG gaat niet akkoord met deze argumentatie. Dit voorstel bevat een tussenoplossing voor een methodologie om de nodige capaciteit te bepalen, evenals een definitieve oplossing. De definitieve methodologie is de Europese methodologie die door ACER zal goedgekeurd worden op voorstel van ENTSO-E. Dit voorstel moest volgens Verordening 2019/943 begin januari 2020 ingediend geweest zijn door ENTSO-E, met een goedkeuring door ACER drie maanden later. ENTSO-E heeft echter uitstel gevraagd en zal haar voorstel naar verwachting pas in april 2020 indienen, met een goedkeuring of aanpassing drie maanden later.

Die timing is nog steeds voldoende voor de bepaling van het aan te kopen volume voor de veiling in oktober 2021. De tussenoplossing moet dan ook bekeken worden als een terugvaloptie in het geval de goedkeuring van de Europese methodologie onverwacht toch nog verdere vertraging oploopt.

Verder wijst de CREG erop dat de bevoegdheid om een koninklijk besluit voor te stellen, enkel op basis van een Belgische Wet kan gebeuren. De huidige elektriciteitswet voorziet geen koninklijk besluit op voorstel van de CREG. Bijgevolg ziet de CREG niet in op welke basis zij een voorstel van koninklijk besluit zou kunnen opmaken. Het huidige voorstel werd opgesteld met toepassing van artikel 25(4) van de Elektriciteitsverordening, waar uiteraard de uitvoeringsmodaliteiten voor elk land niet in bepaald worden.

2.2.2.2.2. FEBEG

46. FEBEG meent dat er onvoldoende rekening werd gehouden met haar opmerkingen op de ontwerpnota(Z)2024 en stelt dat het CREG voorstel fundamenteel dient herzien te worden.

Hoewel deze opmerking buiten de scope van de raadpleging valt, wenst de CREG toch aan te stippen dat de opmerkingen die de CREG ontving heel divers waren en dat het feit dat de opmerkingen van een respondent geen aanleiding gaven tot een herziening van de methodologie, geen reden kan vormen om het voorstel volledig te herzien. Gezien de diversiteit van de antwoorden is het streven naar de volledige tevredenheid van alle respondenten onmogelijk en soms ook niet wenselijk in het belang van de consument.

2.2.2.2.3. Febeliec

47. Febeliec herhaalt de vraag die zij reeds stelde binnen de CRM-TF, om over een volledige set documenten over het CRM-design, inclusief de financiering, te kunnen beschikken en dat deze het voorwerp zouden uitmaken van discussie en raadpleging. In de conclusie van haar reactie, stelt Febeliec de voorgestelde methodologie voor de bepaling van het nodige volume en de bepaling van de input data, volledig te ondersteunen, rekening houdend met de opmerkingen in haar reactie.

De CREG steunt de vraag van Febeliec naar een zo groot mogelijk transparantie, maar heeft in het kader van de aanmelding bij de Europese Commissie van het CRM-dossier geen zicht op alle documenten die bij de Europese Commissie werden neergelegd.

2.2.2.2.4. RENT-A-PORT Green Energy NV en SRIW-Environnement SA

48. De respondent ondersteunt de door de CREG voorgestelde methodologie, principes en parameters om het aangekochte volume in het kader van een CRM te bepalen.

2.2.2.3. Opmerkingen over hoofdstuk 4 van het ontwerpvoorstel

2.2.2.3.1. Randnummer 47 van het ontwerpvoorstel (randnummer 80 van het voorliggende voorstel)

49. ELIA, FEBEG en de heer Woitrin wijzen op het feit dat op basis van de Elektriciteitsverordening de nationale regulerende instantie de parameters voor het aan te kopen volume dienen voor te stellen en niet te bepalen, zoals in randnummer 47 van het ontwerpvoorstel werd vermeld. Elia en FEBEG wijzen verder op het feit dat de voorstelbevoegdheid voor een methodologie niet als dusdanig vermeld wordt in de Elektriciteitsverordening.

50. De CREG heeft inderdaad enkel een voorstelbevoegdheid inzake de parameters en dat wordt ook bevestigd door de CREG in de rest van het voorstel (E)2064. De zin in randnummer 47 van het ontwerpvoorstel (E)2064 was dan ook niet correct geformuleerd en werd in het voorliggende voorstel (randnummer 80) aangepast. De voorstelbevoegdheid voor de bepaling van de methodologie wordt inderdaad niet uitdrukkelijk toegewezen aan de één of andere instantie door de Elektriciteitsverordening. De CREG meent dat de bevoegdheid voor het voorstellen van de methodologie impliciet volgt uit de Elektriciteitsverordening. De CREG stelt bovendien vast dat Elia in de Elektriciteitsverordening eenzelfde impliciete toekenning van de voorstelbevoegdheid voor de methodologie aan de nationale regulerende instantie afleidt (zie hiervoor de reactie van Elia op het advies(A)2030 van de CREG (zie randnummer 4 van dit voorstel)).

2.2.2.3.2. Randnummers 48 – 50 van het ontwerpvoorstel

51. Elia meent vooreerst dat het misleidend is om randnummers 48-50 in het hoofdstuk 4 van het ontwerpvoorstel (hoofdstuk 3 van het voorliggende Voorstel) onder te brengen, gezien dit volgens Elia eerder methodologische aspecten, voorgesteld door de CREG, betreffen.

Verder is Elia het niet eens met de zienswijze van de CREG die stelt dat er voorafgaand aan de veilingen een toereikendheidsanalyse dient te worden uitgevoerd om onder meer de “gap” te bepalen. Elia ment dat het voldoende is om het toereikendheidsprobleem te motiveren ten aanzien van de Europese Commissie. Elia meent dat, na de goedkeuring van het capaciteitsvergoedingsmechanisme door de Europese Commissie, het CRM kan worden uitgevoerd voor de tijdsperiode waarvoor de goedkeuring geldt. Elia meent dat een voorafgaande toereikendheidsanalyse een enorme onzekerheid zou veroorzaken naar de marktspelers die rekenen op éénjarige contracten. Verder wijst Elia dat niet enkel nieuwe capaciteit geconfronteerd wordt met *missing money*, maar dat ook bestaande capaciteit mogelijks de markt zal verlaten en aldus de toereikendheid voor de elektriciteitsvoorziening in het gedrang zou kunnen brengen. Elia wijst er bovendien op dat het CRM design, op zich al leidt tot een prijs van quasi nul wanneer het *missing money*-probleem voor nieuwe en bestaande capaciteit zou verdwijnen. Dit ingebouwd veiligheidsmechanisme zou volgens Elia voldoende comfort moeten bieden om te garanderen dat niet-proportionele winsten vermeden worden bij capaciteitshouders.

52. De heer Woitrin meent eveneens dat een nieuwe analyse van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening niet nodig is gezien de bestaande studies (Elia studie van juni 2019) en het MAF van ENTSO-E van oktober 2019.

De CREG blijft bij haar standpunt dat het geen automatisme mag zijn om, eens er een goedkeuring is van de Europese Commissie om een capaciteitsvergoedingsmechanisme te implementeren, zonder bijkomende evaluaties capaciteitsveilingen te organiseren. Dat geldt des te meer voor de eerste veiling. Het zou immers kunnen dat tussen de toereikendsheidsanalyse voor de elektriciteitsvoorziening die werd uitgevoerd met het oog op de goedkeuring van de invoering van een CRM door de Europese Commissie en de instructie om een veiling te organiseren er ontwikkelingen zijn die een doorslaggevende invloed hebben op de noodzaak tot invoering van een marktbrede CRM, zoals wijzigingen in het elektriciteitssysteem (dalende elektriciteitsvraag, toename van marktrespons), gunstigere marktomstandigheden (hogere marktprijzen) of het verlengen van de levensduur van een aantal nucleaire reactoren. Bovendien is het evenmin voorzien in de wet dat de organisatie van een veiling een automatisme is. De minister moet immers telkens een instructie geven om deze veilingen te organiseren. Dat is ook in lijn met de herhaaldelijke verklaringen van de huidige Minister van Energie in het parlement, namelijk dat het CRM moet klaar gemaakt worden, maar dat de volgende regering zal beslissen of dit mechanisme ook daadwerkelijk geactiveerd moet worden. Met het oog op het verstrekken van correcte, volledige en meest actuele informatie aan de Minister die moet beslissen over de organisatie van de veilingen, is het uitvoeren van een toereikendheidsanalyse vóór deze instructie onontbeerlijk. De CREG wijst er bovendien op dat volgend op de eerste capaciteitsveiling er mogelijks langdurige contracten (in het CRM design voorzien tot 15 jaar) worden afgesloten. De CREG meent dat het, in het belang van de partij die deze kosten zal moeten dragen (en hoewel hier nog geen uitsluitsel over is, lijkt de kans reëel dat deze kosten minstens gedeeltelijk, zo niet volledig, ten laste zullen komen van de elektriciteitsconsument), belangrijk is niet-noodzakelijke kosten op lange termijn te vermijden. Een toereikendheidsanalyse vóór de veiling is volgens de CREG de beste optie om dergelijke valkuilen te vermijden en om de proportionaliteit te garanderen.

Wat het "*missing money*" probleem voor bestaande eenheden betreft, en het risico dat deze eenheden eventueel zouden sluiten en aldus een toereikendheidsprobleem kunnen veroorzaken, wijst de CREG op het feit dat de aanleg van een strategische reserve dergelijke problemen kan opvangen.

De CREG is evenmin akkoord met het feit de capaciteitsprijs naar nul zou gaan de enige reden zou zijn om mechanisme te laten uitfaseren. Ook het feit dat het CRM onnodig blijkt te zijn, wat enkel kan vastgesteld worden door een analyse van de bevoorradingszekerheid, is uiteraard een reden om het mechanisme niet in werking te stellen. Gezien de administratie en verplichtingen/penaliteiten die voorzien worden in het CRM-design, betwijfelt de CREG of de capaciteitsprijs effectief naar nul zal gaan, bij het ontbreken van *missing money* (dit werd nog nooit in de bestaande CRM's nog nooit geobserveerd, zelfs als er een overschot aan beschikbare capaciteit was- cfr. Ierland).

Uit de analyse van de bevoorradingszekerheid kan dan de nood aan capaciteit berekend worden. Vervolgens kan hieruit de te veilen capaciteit berekend worden (Q), wat een belangrijke, maar niet de enige, parameter is om de vraagcurve te berekenen is. De manier waarop de vraagcurve bepaald wordt staat voldoende gedetailleerd uitgelegd in de nota (Z)2024 en werd in het voorliggend voorstel hernomen.

2.2.2.4. Opmerkingen over hoofdstuk 5 van het ontwerpvoorstel

53. Elia wijst er op dat de "noodzaak van een CRM" en de "calibratie van het CRM" twee verschillende aspecten zijn. Elia meent dat de goedkeuring van de invoering van een CRM door de Europese Commissie een voldoende reden is om automatisch CRM-veilingen te organiseren. Elia stelt

dat de NRAA momenteel tweejaarlijks voorzien is en dat de volgende studie pas tegen eind juni 2021 dient gepubliceerd te worden.

Verder benadrukt Elia de noodzaak aan een CRM (deze opmerking, die buiten het doel van het voorstel valt, wordt in sectie 2.2.2.5 behandeld).

Elia maakt ook nog een aantal specifieke opmerkingen over de methodologie.

Elia gaat akkoord om een methodologie te gebruiken die gebaseerd is op de Europese methodologie. Verder gaat Elia akkoord om de methodologie van de Elia studie van juni 2019 te gebruiken, zo lang de Europese methodologie nog niet werd goedgekeurd en gepubliceerd. Elia gaat evenwel niet akkoord om de aanpassingen zoals door de CREG voorgesteld te implementeren. Elia stelt voor om de input van het opvolgingscomité in beschouwing te nemen bij de aanpassing van de methodologie voor de 2-jaarlijkse studies die bij wet voorzien zijn.

54. FEBEG gaat akkoord met het voorstel van de CREG om de toekomstige adequacy studies op de Europese methodologie te baseren.

FEBEG meent verder dat de nota van de FOD Economie van oktober 2019, een voldoende antwoord biedt op de opmerkingen van de CREG aangaande de methodologie gebruikt door Elia (CREG Studie (F)1957). Volgens FEBEG is de Belgische overheid bevoegd voor de bevoorradingszekerheid en zou de positie in de nota van de FOD Economie dan ook enkel mogen gebruikt worden om de methodologie aan te passen.

55. Febeliec ondersteunt de CREG met betrekking tot het voorstel dat, in fine, de Europese methodologie (EERA, VOLL, CONE en betrouwbaarheidscriterium) zou moeten worden toegepast. Febeliec voegt in bijlage de reactie van IFIEC Europe op de raadplegingen van ENTSO-E over deze onderwerpen, toe. Febeliec hoopt wel dat de voorgestelde Europese methodologieën verder verbeterd zullen worden.

56. Met betrekking tot de tussentijdse methodologie, voorgesteld door de CREG in afwachting van de goedkeuring door ACER en publicatie van een Europese methodologie, heeft Febeliec begrip voor de pragmatische aanpak van de CREG, maar kan er niet mee akkoord gaan, gezien er nooit eerder een openbare raadpleging gebeurde over deze methodologie. Febeliec meent dat deze aanpak niet strookt met de bepalingen in het Clean Energy Package. Verder stelt Febeliec dat op zijn minst niet enkel alle opmerkingen en aanbevelingen van de CREG dienen te worden geïmplementeerd, maar dat er bovendien over de methodologie moet geconsulteerd worden.

57. RENT-A-PORT Green Energy NV en SRIW-Environnement SA ondersteunen de voorstellen van de CREG , die in hoofdstuk 5 van het ontwerpvoorstel (E)2064 werd uitgewerkt.

58. De specifieke opmerkingen met betrekking tot hoofdstuk 5 van het ontwerpvoorstel (E)2064 zijn de volgende :

a) *Flow based* (Randnummer 57, 1°, van het ontwerpvoorstel, randnummer 90 van het huidig voorstel)

   Elia stelt dat de “Adequacy and Flexibility study” reeds FBMC (Flow Based Market Coupling) implementeert. Verder stelt Elia dat de prijsvorming in het model het EUPHEMIA algoritme repliceert, met uitzondering van het “*intuitive patch*”.

b) *Economic viability check* (Randnummers 57, 2° en 58, 1°, van het ontwerpvoorstel, randnummers 90 en 91 van het huidig voorstel)

Elia verwijst naar de nota van de FOD economie van oktober 2019, waarin gesteld wordt dat een investeringsbeslissing een individuele beslissing is die afhangt van de risico-aversie van de investeerder. Elia meent dat het gebruik van gemiddelde gesimuleerde inkomsten de risico-aversie van de investeerder niet meeneemt. Elia meent dat het gebruik van de mediaan inkomsten deze risico aversie beter vertaalt.

FEBEG ondersteunt eveneens de bovenvermelde nota van de FOD Economie. FEBEG wenst verder te onderlijnen dat de rentabiliteit van activa grotendeels afhangt van de "hedging"-strategies en van de aannames inzake de kostenelementen die gebruikt worden bij de economische leefbaarheidstest. FEBEG ondersteunt daarom de P50 benadering van Elia.

c) *Scarcity Pricing* (Randnummer 57, 3°, van het ontwerpvoorstel, randnummer 90 van het huidig voorstel)

Elia stelt dat de invoering van een *scarcity pricing*, zoals bedoeld door de CREG, niet voorzien is in België en dat de Elektriciteitsverordening enkel stelt dat een "*shortage pricing*" dient overwogen te worden, wat geen verplichting tot invoering van een dergelijk mechanisme inhoudt. Elia blijft heel kritisch wat de wenselijkheid en uitvoerbaarheid van een implementatie van scarcity pricing betreft.

Volgens FEBEG zal de invoering van scarcity pricing geen voldoende structureel investeringssignaal geven, waardoor de investeringen nodig voor het behalen van de betrouwbaarheidsnorm niet gerealiseerd zullen worden. FEBEG betwijfelt of scarcity pricing een effectieve maatregel kan worden naast de bestaande maatregelen die geïmplementeerd worden.

De heer Woitrin acht een invoering van scarcity pricing binnen de 4 jaar onvoorstelbaar.

d) Economic viability of CHP & behind-the-meter capacity

Elia stelt dat een economische leefbaarheidstest voor WKK heel moeilijk te realiseren is gezien de individuele kenmerken van de WKK-eenheden. Verder verwijst Elia naar de nota van de FOD Economie van oktober 2019.

De heer Woitrin steunt het voorstel om de behind-the-meter capaciteit te evalueren, maar wijst erop dat dit nooit 6000 MW nucleaire capaciteit zal kunnen vervangen.

e) WACC (*weighted average cost of capital*)

Elia stelt dat zij marktconforme inschattingen gebruikt bij de economische leefbaarheidstest, en dus ook voor de WACC. Hoewel de studie van Elia erkent dat in realiteit de WACC-waarden kunnen verschillen tussen de verschillende technologieën, werd eenvoudigheidshalve één enkele WACC gebruikt. Deze WACC zal worden geactualiseerd in geval van wijzigende marktomstandigheden.

f) Real LoLE/EENS vs market LoLE/EENS

Elia bevestigt dat zij in haar studie de markt LoLE en markt EENS berekent, zoals dit ook door ENTSO-E wordt gedaan in de MAF studies. Elia meent dat nationale reserves dienen om het netevenwicht te bewaren en niet mogen in rekening gebracht worden bij toereikendheidsstudies. Het is volgens Elia ook niet gepast om capaciteiten die zich buiten de markt bevinden in andere landen, zoals strategische reserves, te gebruiken voor de nationale toereikendheid te beoordelen, gezien de noodzaak voor internationale afspraken hierover.

De heer Woitrin meent dat het gebruik van reserves tegenstrijdig is aan de regelgeving en wijst op het feit dat hij de Europese richtlijnen en positie van ACER niet in detail heeft onderzocht. Volgens de heer Woitrin dienen de operationele reserves gevrijwaard te blijven. Deze opmerking ligt in lijn met de positie van Elia.

g) Demand response availability duration

Elia stelt dat de beperkingen inzake *demand response* gebaseerd zijn op de jaarlijkse studie in het kader van de strategische reserve. Deze beperkingen worden verkregen door een extrapolatie voor de komende jaren.

De heer Woitrin stelt dat demand response van nature altijd zal beperkt worden tot enkele uren per dag/maand.

h) Climate years (Randnummer 58, 2°, van het ontwerpvoorstel, randnummer 91 van het huidig voorstel)

Elia verwijst naar het gebruik van de klimaat database gebruikt door ENTSO-E, waar er evenmin een probabiliteit wordt toegekend aan de verschillende klimaatjaren. Verder wijst Elia op het belang van voldoende verschillende situaties en klimaatjaren in rekening te brengen om accurate resultaten te verkrijgen. Elia stelt dat zij geen methodologische wijzigingen wenst toe te passen zonder een voorafgaande verificatie van de pertinentie ervan. Verder beweert Elia dat hoewel ze geen klimaatexpert beweren te zijn, tijdelijke lokale koudegolven mogelijk blijven.

FEBEG, die eveneens toegeeft geen specifieke expertise te bezitten inzake klimaatsverandering, meent dat dit onderwerp buiten de bevoegdheid van de CREG valt. FEBEG meent wel dat klimaatverandering over lange periodes moet worden beschouwd, en dat een glijdend venster van 30 jaar zou moeten worden beschouwd.

De heer Woitrin meent dat de strengheid van de winter niet het enige criterium is maar wijst op het vaker voorkomen in de toekomst van periodes zonder wind en zonder zon.

i) Randnummer 59, van het ontwerpvoorstel, randnummer 92 van het huidig voorstel)

Elia gaat niet akkoord dat de methodologie van haar adequacy- en flexibiliteitsstudie moet aangepast worden. Elia stelt dat zij in afwachting van de Europese methodologieën, enkel instructies en aanbevelingen van de Belgische Energie Administratie wenst te volgen binnen het kader van de adequacy- en flexibiliteitsstudie voorzien voor 2021.

j) Randnummer 60, van het ontwerpvoorstel, randnummer 93 van het huidig voorstel)

Elia stelt dat, zoals voor elke Elia studie, de marktpartijen zullen betrokken worden en raadplegingen georganiseerd zullen worden zoals voorzien in het wettelijk kader.

k) Randnummer 61, van het ontwerpvoorstel, randnummer 94 van het huidig voorstel)

Elia meent dat het niet aan de regulator toekomt om te bepalen welke opmerkingen al dan niet uitvoerbaar zijn, in rekening moeten worden gebracht, of de implementatie ervan te bepalen. Eventuele aanpassingen moeten volgens Elia besproken worden in het overlegorgaan met de FOD Economie, het Federaal Planbureau en de CREG in het kader van de volgende adequacy- en flexibiliteitsstudie voorzien in 2021.

59. Zoals aangehaald in randnummer 0, meent de CREG dat de organisatie van CRM-veilingen geen automatisme mogen zijn, zoals Elia bepleit. Het automatisch organiseren van veilingen na de goedkeuring van de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme door de Europese Commissie, gaat niet enkel in tegen de bepalingen van de Elektriciteitswet, maar eveneens tegen de

belangen van de partij (wellicht de consument) die de kosten van het CRM zal moeten dragen. Vooreerst meent de CREG dat de tweejaarlijkse studie niet overeenkomt met een NRAA. Het feit dat deze tweejaarlijkse studie pas tegen eind juni 2021 dient gepubliceerd te worden, belet Elia niet om deze studie eerder, namelijk vóór de instructie van de Minister tot het organiseren van de veilingen, te publiceren.

60. Met betrekking tot de reactie van Febeliec, die niet akkoord kan gaan met de voorgestelde tussentijdse methodologie, wenst de CREG toch duidelijk te stellen dat dit slechts een "vangnet"-methodologie is, die mogelijks nooit zal worden toegepast, gezien een goedgekeurde Europese methodologie naar verwachting tegen augustus 2020 gepubliceerd zal zijn.

61. Hierna volgt de reactie van de CREG op de specifieke opmerkingen over hoofdstuk 5.

a) Randnummer 57, 1ste aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Flow Based Market Coupling*):

   De CREG benadrukt dat haar opmerking niet slaat op de noodzaak om de FBMC te integreren (wat inderdaad reeds gebeurd is en door de CREG niet in twijfel getrokken wordt), maar veeleer op een correcte implementatie van deze methode, met alle beperkingen die er vandaag in het reële systeem zitten. De CREG is tot op heden niet overtuigd kunnen worden dat de implementatie effectief correct gebeurd is.

b) Randnummer 57, 2de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Economic Viability Check*):

   De CREG stelt vast dat Elia verwijst naar een nota van de FOD economie om vast te houden aan het gebruik van de mediaan inkomsten, zonder een gedetailleerde argumentering voor te leggen.
   De redenering over het gebruik van de mediaan van de gesimuleerde inkomsten reflecteert volgens de CREG niet de werkelijke economische waarde. Het klopt dat prijspieken op de kortetermijnmarkt, die in de Elia-simulaties gesimuleerd worden volgens verschillende scenario's, onzeker kunnen zijn. Maar zelfs in dat geval zullen langetermijnmarkten de waarschijnlijkheid van deze prijspieken meerekenen.
   Er bestaan twee gebruikelijke manieren die de relatie beschrijven van commodity-prijzen op de langetermijnmarkt en op de kortetermijnmarkt (zie Fama&French, 1987). De manier via de opslag van het goed kan voor elektriciteit niet gevolgd worden om elektriciteit (nog) niet in grote hoeveelheden kan opgeslagen worden. Bijgevolg moet de verwachtingstheorie gevolgd worden, die de prijs op de langetermijnmarkt uitdrukt als de som van de verwachte prijs op de kortetermijnmarkt en een verwachte risicopremie (Fama&French, 1987).

$$F(t,T) = E_t[S(T)] + E_t[P(t,T)]$$

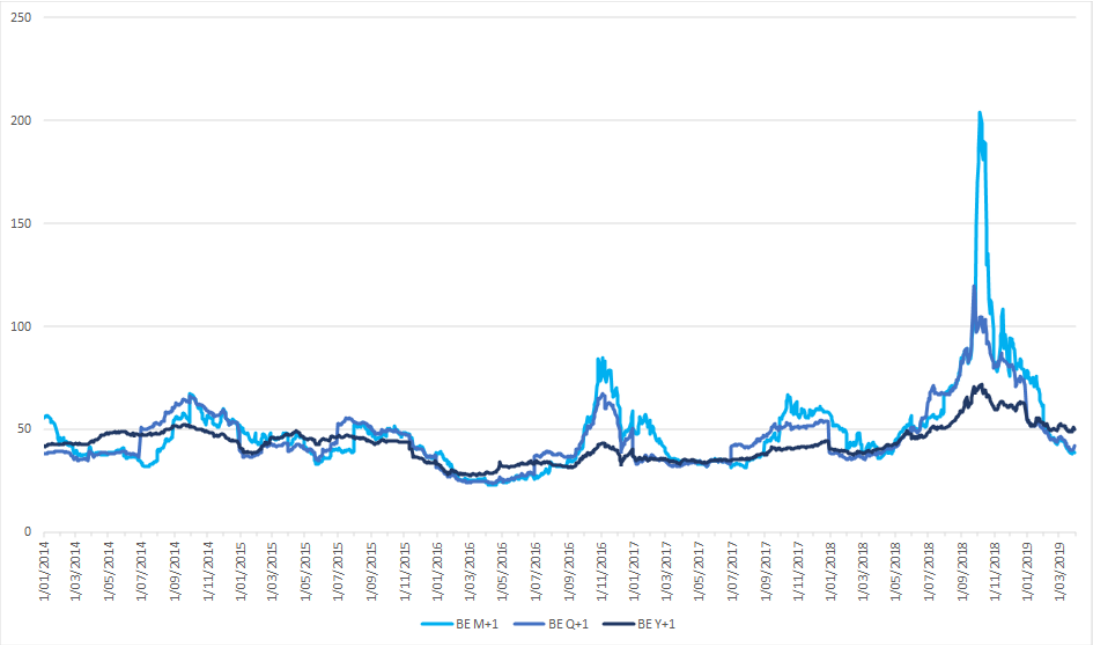
   Waar $E_t[S(T)]$ de verwachte prijs op de kortetermijnmarkt voor leveringsperiode T is en $E_t[P(t,T)]$ de verwachte risicopremie.
   Met deze benadering zullen prijzen op de langetermijnmarkt de verwachte prijzen op de kortetermijnmarkt reflecteren en dit voor alle mogelijke scenario's, gewogen volgens de waarschijnlijkheid dat die scenario's voorkomen. Dit betekent dat indien er een kans is dat de prijs op de kortetermijnmarkt zal pieken, dit een impact heeft op de prijs op de langetermijnmarkt en op de economische waarde van productiecentrales, ook al is het voorkomen van die prijspiek onzeker. De reden hierachter heeft de CREG reeds uiteengezet in

sectie 2.1.1.3 van haar studie 1957[8] en kan als volgt samengevat worden: elektriciteitsproducenten moeten hun activa indekken op de langetermijnmarkt. De prijzen op de langetermijnmarkt reflecteren de verwachte prijzen op de kortetermijnmarkt; dit zijn de prijzen op de kortetermijnmarkt in alle mogelijke scenario's, gewogen volgens de waarschijnlijkheid van die scenario's. Als een probalistisch model gebruikt wordt om prijzen te simuleren, zoals het geval is in de studie die Elia in juni 2019 publiceerde, dan moet de economische waardering van activa gebaseerd worden op de verwachte gesimuleerde prijs op de kortetermijnmarkt.

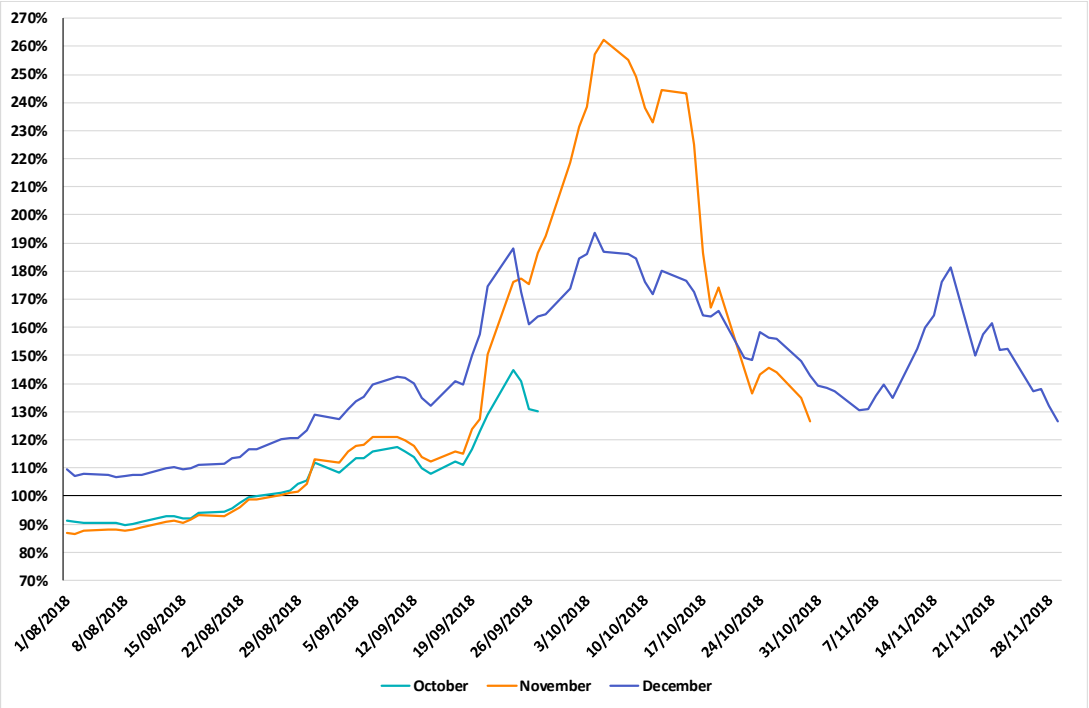
Ten gevolge van de scheefverdeelde prijzen op de kortetermijnmarkt, zeker tijdens periodes van schaarste, zou men kunnen argumenteren dat het negeren van prijspieken op de kortetermijnmarkt een risico-averse strategie is vanuit het oogpunt van de investeerder, omdat prijspieken een meevaller zijn voor eigenaars van productiecapaciteit. Maar waar deze prijspiek een meevaller is voor de eigenaar van productiecapaciteit, is deze prijspiek een tegenvaller (of opportuniteitskost) voor de leverancier of evenwichtsverantwoordelijke (Balancing Responsible Party of BRP) ten gevolge van het niet hebben van productiecapaciteit. Inderdaad, schaarste kan enkel voorkomen wanneer één of meerdere leveranciers en/of BRPs een tekort hebben (in negatief onevenwicht zijn). Deze marktspelers zullen dan tijdens die schaarste het prijzenplafond moeten betalen. Het negeren van prijspieken komt dan neer op net het omgekeerde van een risico-averse houding vanuit het oogpunt van leveranciers en/of BRPs, namelijk een risico-zoekende houding. Een risico-neutrale aanpak betekent dat de leverancier/BRP bij het bepalen van zijn bereidheid om zich in te dekken op de langetermijnmarkt de verwachte prijzen op de kortetermijnmarkt in rekening neemt. Een risico-averse strategie vanuit het oogpunt van leveranciers/BRPs betekent dat men meer gewicht geeft aan de mogelijke prijspieken op de kortetermijnmarkt, wat net het omgekeerde is van wat Elia doet met haar aanpak via de mediaan.

Dat het risico op prijspieken op de kortetermijnmarkt mee in rekening wordt gebracht bij de prijsvorming op de langetermijnmarkt is ook te zien op de Belgische elektriciteitsmarkten. De onderstaande figuur toont het prijsverloop op de langetermijnmarkt voor levering voor de volgende maand (M+1), het volgende kwartaal (Q+1) en het volgende jaar (Y+1). Er zijn duidelijke prijsstijgingen op het einde van 2014, 2016, 2017 en 2018, telkens periodes waar België een mogelijk risico had dat de bevoorradingszekerheid niet zou gegarandeerd worden.

[8] Zie https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf



Voor de laatste periode, die van eind 2018, is het duidelijk dat de verwachtingen omtrent prijspieken op de kortetermijn markt nooit zijn ingevuld. Dat is te zien in de onderstaande figuur waar de prijzen op de langetermijnmarkt te zien zijn in verhouding met de uiteindelijk gerealiseerde gemiddelde prijs op de kortetermijnmarkt. De prijzen op de langetermijnmarkt waren veel hoger dan wat er zich uiteindelijk heeft voorgedaan op de kortetermijnmarkt.



Het klopt dat de langetermijnmarkten in Europa beperkt in de toekomst kijken. De horizon gaat tot 5 jaar op sommige markten in Europa, maar meestal tot drie jaar in de toekomst. Dit betekent dat, zelfs als de voorspellingsmodellen correct zijn, het voor heel wat productietypes moeilijk of zelfs onmogelijk is om de inkomsten vast te leggen over de gehele levensduur van

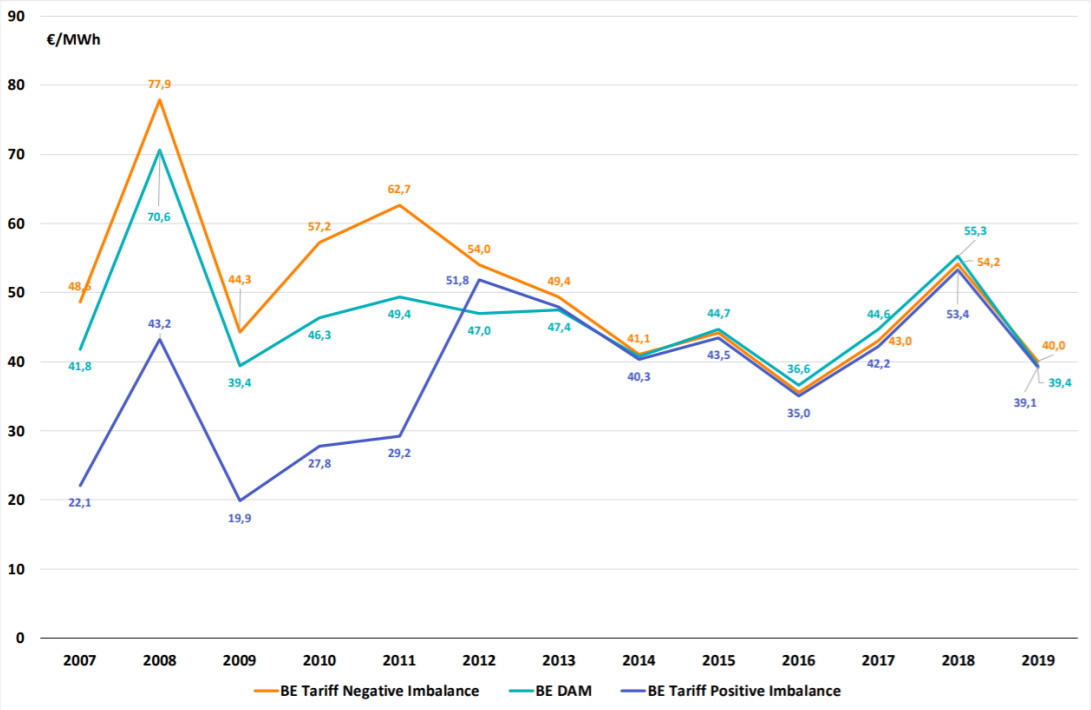
de investering. Echter, de hierboven beschreven prijsvorming op de langetermijnmarkt zal niet veranderen, wat betekent dat die nog steeds zal gebeuren op basis van de verwachte prijs op de kortetermijnmarkt. Maar deze prijzen op de langetermijnmarkt kunnen na 4 jaar en verder in de toekomst fluctueren, wat resulteert in een bijkomend investeringsrisico indien de levensduur langer is dan 3 jaar (nog afgezien van de bouwtijd). Een hoger investeringsrisico resulteert in een hogere financieringskost, aangeduid met WACC (weighted average cost of capital). De WACC van 10% die Elia hanteert houdt heel waarschijnlijk al voldoende rekening met deze hogere risico's. Daarbovenop nog rekenen met de mediaan (P50) waarde en bijgevolg alle prijspieken negeren is niet enkel een foute manier om de waardering van activa te beschrijven maar is ook een dubbeltelling wat betreft het risico.
Het is ook belangrijk om op te merken dat ook in vele andere markten investeringen moeten gemaakt worden zonder dat alle inkomsten kunnen ingedekt worden.
Die hogere WACC mag dus geen impact hebben op de prijsvorming op de langetermijnmarkt. Bovendien is deze hogere WACC dezelfde die in rekening moet genomen worden om de kost van nieuwe capaciteit (cost of new entry of CoNE) te berekenen. Een hogeren WACC leidt tot een hogere CoNE. Deze hogere CoNE leidt op zijn beurt tot een betrouwbaarheidsstandaard die soepeler is, als het voorstel van ENTSO-E aanvaard wordt dat deze uitgedrukt wordt als LoLE = CoNE / VoLL. Dit soepeler LoLE-objectief zorgt ervoor dat er minder capaciteit nodig is op de Energy Only Market om de betrouwbaarheidsstandaard te behalen.

c) Randnummer 57, 3de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Scarcity Pricing*):

Artikel 20(3)c van de Elektriciteitsverordening spreekt over het overwegen van een "functie voor prijsbepaling op basis van schaarste in te voeren" indien een Lidstaat een zorgpunt op het gebied van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening vaststelt. Dergelijke maatregelen dienen in het zogenoemde *implementation plan* overwogen te worden, alvorens een CRM in te voeren. De CREG stelt voor om dit onder de vorm van *scarcity pricing* in te voeren en heeft hierover reeds drie studies gepubliceerd met veelbelovende resultaten; een vierde en laatste studie is lopende.

De Verordening stelt dus niet dat de implementatie verplicht is; dit zal ook afhangen van het oordeel van de Europese Commissie. Het is echter wel zo dat de overweging ervan wél een verplichting is. De enige manier om de impact van deze overweging tot implementatie te kunnen analyseren is om het te integreren in de analyse van de bevoorradingszekerheid. Om een correcte inschatting te kunnen maken van het aan te kopen volume, moet een dergelijk *scarcity pricing*-mechanisme, volgens de CREG, dan ook geïntegreerd worden in deze methodologie.
De impact van *scarcity pricing* op bevoorradingszekerheid is reeds bestudeerd door de CREG in haar eerste studie die ze hierover gepubliceerd heeft. Uit deze studie bleek duidelijk dat deze impact positief zou zijn, omdat de winstgevendheid van gasgestookte centrales gevoelig zou verbeteren om zelfs investeringen in nieuwe capaciteit toe laten (zie CREG-nota 1527 "The proposed adder provides a long term price signal enough to invest in new CCGT units or a transition towards a new energy system." - http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1527EN.pdf).
De "back-propagation" van 'scarcity pricing' van reële tijd naar day ahead wordt nu reeds verzekerd door de markt. Ondanks dat de prijsmechanismes in day ahead (flow-based market coupling) en reële tijd volledig verschillend lopen, is het duidelijk dat de gemiddelde day ahead prijs weinig verschilt van de gemiddelde prijs in reële tijd, zoals ook op onderstaande grafiek te zien is (de grote verandering na 2011 is te verklaren door de overgang naar een efficiëntere

prijsvorming in reële tijd). De vierde en laatste studie die momenteel loopt bekijkt onder meer de implementatie van scarcity pricing in België in een geïnterconnecteerde markt.
Een implementatie van scarcity pricing lijkt de CREG mogelijk tegen 2022.



d) Randnummer 57, 4de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Economic viability of CHP and Behind-the-meter capacity*):

De CREG kan akkoord gaan dat het simuleren van een economische leefbaarheidstest voor WKK moeilijk is, maar de vereenvoudigde manier die door Elia werd gebruikt, waarbij inkomsten gelinkt aan warmte alsook de subsidies voor WKK worden genegeerd, is wel heel erg pessimistisch en heeft wellicht een invloed op de resultaten. Met betrekking tot de reactie van de heer Woitrin, merkt de CREG op dat zij nooit heeft geteld dat de capaciteit behind-the-meter de volledige 6000 MW nucleaire capaciteit zal kunnen vervangen.

e) Randnummer 57, 5de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (marktconformiteit WACC):

De WACC die gebruikt wordt in de bepaling van het aan te kopen volume moet ook gebruikt worden als men de bevoorradingszekerheidsnorm hanteert zoals door ENTSO-E zal voorgesteld worden, met name in de berekening van de kost van nieuwe capaciteit (cost of new entry of CoNE).

f) Randnummer 57, 6de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Reële LoLE/EENS vs market LoLE/EENS*):

De CREG stelt vast dat Elia geen rekening houdt met capaciteit buiten de markt, hoewel deze volumes erg groot zijn. Enkel al het volume aan winterreserves in Duitsland, bedoeld om het network te stabiliseren bij veel wind (op de momenten met veel wind stelt er zich geen toereikendheidsprobleem en zijn deze reserves bijgevolg beschikbaar), kan oplopen tot 10 GW. Als slechts een deel van de *out-of-market*reserves gebruikt kan worden voor de toereikendheid inzake de elektriciteitsvoorziening, zou dit een significant positieve impact

hebben op de bevoorradingszekerheid. Het gebruik van de reserves, in binnen- en buitenland, om een afschakeling te vermijden is bovendien een verplichting die voortvloeit uit de Europese wetgeving (de netwerkcode 'Emergency & Restoration uit 2017). De CREG erkent dat afspraken met de buurlanden hierover nuttig en nodig zijn, maar gezien de eerste leveringsperiode voor CRM-capaciteit, indien die al nodig zou zijn, in 2025 plaatsvindt, lijkt dit geen onoverkomelijk probleem te mogen vormen. De CREG blijft bijgevolg van mening dat de simulatie van de bevoorradingszekerheid hierop anticiperen.

Behalve de directe impact van capaciteit buiten de markt op de bevoorradingszekerheid, is er ook een indirecte impact via de gestegen winstgevendheid van de capaciteit in de markt. De reden is dat capaciteit buiten de markt, zoals balancing reserves en strategische reserves, per definitie geen impact hebben op de marktprijzen, maar dat ze wel het aantal uren met een afschakeling (LoLE-uren in reële tijd) kunnen verminderen. Het gevolg hiervan is dat het aantal uren dat er afgeschakeld wordt kleiner is dan het aantal uren dat de markt onvoldoende capaciteit kan leveren om aan de marktvraag te voldoen. Het aantal uren dat de marktprijs het prijsplafond bereikt, van 10.000 €/MWh of hoger, is dus groter dan het aantal uren met afschakeling. Vanzelfsprekend, dragen deze uren met hoge prijzen bij tot de winstgevendheid van de capaciteit in de markt.

g) Randnummer 57, 7de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Demand response*):

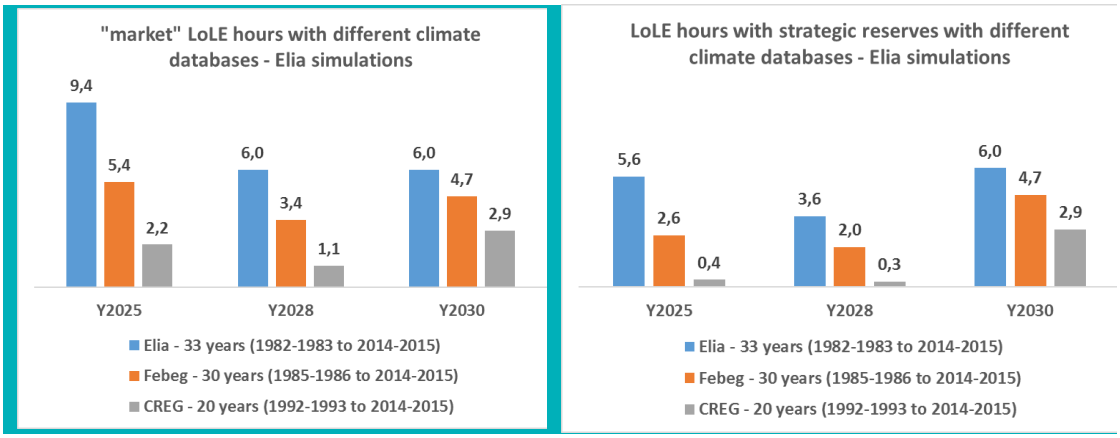
Elia verwijst in haar reactie naar de methodologie gebruikt om het potentieel van demand respons in te schatten die gebruikt wordt bij de evaluatie van de nood aan strategische reserves. Vooreerst wenst de CREG aan te stippen dat het hier om voorspellingen op korte termijn gaat, waardoor de foutenmarge wellicht beperkt wordt. Verder is deze methodologie elk jaar opnieuw een bron van discussie binnen de ISR-TF. Deze methodologie als referentie gebruiken lijkt de CREG niet aangewezen.

h) Randnummer 58, 2de aandachtsstreepje van het ontwerpvoorstel (E)2064 (*Climate Years*):

De CREG stelt vast dat er geen inhoudelijke kritiek is op de aanname van de CREG dat de klimaatopwarming een significante dalende impact heeft op probabiliteit van koudegolven in Europa. De CREG, die zelf ook geen expertise in klimaatwetenschap bezit, heeft juist omwille van dit gebrek aan expertise, een aanbesteding gedaan voor een objectieve en wetenschappelijk gefundeerd onderzoek naar de probabiliteit van de extreem koude klimaatjaren. De eerste bevindingen van dit onderzoek, uitgevoerd door de heer Wim Thiery, een klimaatwetenschapper van de Vrije Universiteit Brussel, in opdracht van de CREG, bevestigen deze aanname van de CREG. De volledige resultaten zullen in de nabije toekomst gepubliceerd worden.

Gezien Elia in haar reactie beweert zelf geen expert in klimaatverandering te zijn, lijkt het de CREG des te belangrijker om zich te baseren op de analyses van experten op dit gebied. Toch lijkt Elia aan te dringen op een verificatie van de studie die de CREG laat uitvoeren, alvorens de opmerking van de CREG in rekening te willen nemen. Elia concludeert dat tijdelijke koudegolven nog steeds mogelijk zijn in de toekomst. De CREG herhaalt dat zij nooit het tegendeel heeft beweert, maar enkel vraagt om aan elk klimaatjaar het juiste gewicht toe te kennen. Elia heeft het blijkbaar moeilijk om in te gaan op de principiële vraag om een gefundeerde weging van de klimaatjaren te beschouwen in hun simulaties, hoewel dit voor de CREG een evidentie lijkt. Indien het methodologisch onmogelijk zou zijn om een dergelijke weging van de klimaatjaren te implementeren of indien er geen overeenstemming kan gevonden worden over de bepaling van de wegingsfactoren, dan lijkt het gebruik van een glijdend venster met een beperkt aantal jaren een goed alternatief (bijvoorbeeld 20 in plaats van de alle jaren van de klimaatdatabase (voor Elia-studie van juni 2019 : 34) die momenteel door Elia worden gebruikt) teneinde de effecten van klimaatopwarming mee te nemen.

FEBEG merkt op dat een glijdend venster van 30 jaar niet zo een lange periode is. De CREG is akkoord dat de databank een glijdend venster moet gebruiken, wat betekent dat er telkens een jaar moet opgeschoven worden. Dat betekent dat een analyse voor de periode van 2020 tot 2030 een databank gebruikt van 1990(2000) tot 2020 (indien men 30(20) jaar neemt); als de analyse loopt van 2025 tot 2035 dan gebruikt men een databank van 1995(2005) tot 2025. De CREG stelt dat 30 jaar in de tijd terug gaan te ver is. De klimaatopwarming is de laatste twee decennia immers versneld. Een venster van 30 jaar houdt dan geen rekening met het feit dat er ten opzichte van de vroegste jaren er al een significante opwarming is.
Bovendien is de analyse van Elia gebeurd met een klimaatdatabank die verder teruggaat dan 30 jaar en heeft Elia ook niet de intentie om er een glijdend venster van te maken, zoals FEBEG voorstelt, maar eerder om telkens de periode te vergroten.
Belangrijk is ook te weten dat als het voorstel van FEBEG zou gevolgd worden, met name een databank van 30 jaar in plaats van 33 jaar zoals Elia hanteert, dit een significante daling heeft van het probleem met bevoorradingszekerheid, zeker als de strategische reserves worden meegerekend (wat een verplichting is op basis van de Europese verordening 2019/943). De onderstaande figuur toont de resultaten met een databank die Elia gebruikt (33 jaar – van 1982-1983 tot 2014-2015), die van FEBEG (30 jaar – 1985-1986 tot 2014-2015) en het voorstel van de CREG (20 jaar – 1992-1993 tot 2014-2015).
Uit deze resultaten blijkt dat de bevoorradingszekerheid sterk verbetert indien een databank van 30 jaar gebruikt wordt in plaats van 33 jaar. Indien de strategische reserves worden meegerekend, daalt voor 2025 en 2028 het aantal te verwachten LoLE-uren ook met het FEBEG-voorstel ruim onder de 3 uur, wat de huidige bevoorradingszekerheidsnorm is.



Merk op dat indien de databank sneller zou bijgewerkt worden, het glijdend venster van 30 jaar, zoals FEBEG voorstelt, zou lopen van 1989-1990 tot 2018-2019, waardoor de twee extreme koudegolven van 1985 en 1987 niet meer worden meegerekend en de bevoorradingszekerheid volgens de Elia-simulaties naar alle waarschijnlijkheid ook gegarandeerd is voor 2030 (en a fortiori voor 2025 en 2028), ongeacht of er 20 of 30 jaar wordt teruggegaan.
Indien het FEBEG-voorstel gevolgd wordt om een glijdende databank van 30 jaar te gebruiken dan kan op dit moment de implementatie van een marktbrede CRM niet verantwoord worden.

i) Randnummer 59 van het ontwerpvoorstel (E)2064

De CREG stelt vast dat Elia niet akkoord gaat om de methodologie van de adequacy-en flexibiliteitsstudie conform artikel 7*bis*, §4*bis* van de elektriciteitswet aan te passen. De CREG merkt op dat zij in haar voorstel een toereikendheidsstudie, met een aangepaste methodologie gebaseerd op deze gebruikt in de adequacy- en flexibiliteitsstudie, vraagt uit te voeren voorafgaand aan de CRM-veilingen. De adequacy- en flexibiliteitsstudie waar Elia naar verwijst is deze die binnen het wettelijke kader van de elektriciteitswet valt, maar die qua

wettelijke timing te laat valt, namelijk publicatiedatum eind juni 2021. De CREG vraagt daarom een jaarlijkse studie gelijkaardig aan deze wettelijke tweejaarlijkse studie, maar met een iets aangepaste methodologie, waarbij de resultaten kunnen verwerkt voorafgaand aan de CRM-veilingen. De CREG is zich bewust dat hierdoor in bepaalde jaren twee gelijkaardige studies met een interval van 6 maanden moeten worden opgesteld. Het is evenwel niet aan de CREG om te interfereren met de modaliteiten van de wettelijke tweejaarlijkse adequacy- en flexibiliteitsstudie die door Elia wordt uitgevoerd overeenkomstig artikel 7*bis*, §4*bis* van de Elektriciteitswet.

j) Randnummer 60 van het ontwerpvoorstel (E)2064

De CREG stelt vast dat Elia, in het kader van de simulaties ter bepaling van het nodige volume in de door de CREG voorgestelde methodologie, de marktpartijen wenst te betrekken en raadplegingen te organiseren zoals *voorzien in het wettelijk kader*. Als Elia hiermee het wettelijk kader bedoeld wordt, waarbinnen de tweejaarlijkse adequacy-en flexibilliteitsstudie wordt gekaderd, zoals Elia suggereert in haar opmerking over randnummer 59 van het ontwerpvoorstel (E)2064, dan kan de CREG hiermee niet akkoord gaan. Artikel 7*bis*, §4*bis,* van de Elektriciteitswet voorziet immers geen enkele raadpleging met de marktpartijen, mar slechts een samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau, en een overleg met de CREG. De CREG behoudt dan ook uitdrukkelijk haar voorstel waarin raadplegingen met de marktpartijen over de scenario's, de gevoeligheidsanalyses, de aannames en de gegevens uitdrukkelijk zijn opgenomen. Een verwijzing naar het wettelijk kader lijkt de CREG dan ook niet aangewezen.

k) Randnummer 61 van het ontwerpvoorstel (E)2064

Elia meent dat het niet aan de CREG toekomt om te bepalen welke aanpassingen in de methodologie moeten worden opgenomen voor de volgende adequacy- en flexibiliteitsstudie voorzien in 2021. Deze aanpassingen moeten volgens Elia in het overlegorgaan besproken worden. Vooreerst wenst de CREG op te merken dat het beslissingsproces in dit overlegorgaan niet duidelijk bepaald is, en dat gezien de standpunten, ten aanzien van de nood of wenselijkheid van de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme, van de deelnemers aan dit overlegorgaan fundamenteel verschillende zijn, er weinig kans bestaat dat er met de opmerkingen van de CREG rekening zal gehouden worden. Om deze reden, maar ook omwille van de timing van de tweejaarlijkse adequacy-en flexibilliteitsstudie die niet aansluit met de timing van de organisatie van de CRM-veilingen, vraagt de CREG een afzonderlijke adequacystudie (zonder het flexibiliteitsgedeelte) ten behoeve van de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume in de CRM-veilingen.

2.2.2.5. Opmerkingen met betrekking tot de nood aan een capaciteitsvergoedingsmechanisme

62. Deze opmerkingen vallen buiten het voorwerp van dit voorstel en buiten de *scope* van de raadpleging, maar worden hier kort aangehaald omwille van het niet te miskennen belang van dit onderwerp.

63. Op pagina 8 en 9 van de reactie van Elia wordt gesteld dat de nood voor een CRM aangetoond is en bevestigd werd door de Belgische overheden. Elia verwijst naar een aantal studies die de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening in België hebben geanalyseerd. Al deze studies tonen grote problemen inzake de toereikendheid aan vanaf de nucleaire phase-out in 2025. Ook de laatste adequacy studie van Elia van juni 2019 toont dergelijke problemen. Verder verwijst Elia naar de nota

van de FOD economie van oktober 2019, die de conclusies van de Elia studie bevestigt. Elia concludeert bijgevolg dat de noodzaak aan de invoering van een CRM is aangetoond.

64. FEBEG maakt een gelijkaardige opmerking op pagina 2 van haar reactie. FEBEG verwijst naar de adequcy- en flexibiliteitsstudie van Elia van juni 2019 en naar de Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) van ENTSO-E en de toekomstige PLEF studie. FEBEG verwijst verder ook naar het *implementation plan* dat België heeft ingediend bij de Europese Commissie, waarin de Belgische overheid besluit dat een CRM noodzakelijk is.

65. FEBEG gaat, in haar eerste opmerking over hoofdstuk 5, in op de noodzaak van een CRM. FEBEG ondersteunt ten volle de conclusie van Elia, dat nieuwe investeringsbeslissingen dringend moeten worden genomen en dat hiervoor de invoering van een CRM noodzakelijk is. FEBEG vindt et niet zinvol om een nieuwe adequacy-analyse uit te voeren alvorens de CRM-veilingen aan te vatten.

66. De CREG stelt vast dat Elia en FEBEG verwijzen naar een aantal studies die de nood aan een CRM bevestigen. De CREG wil echter het beeld corrigeren dat er consensus zou zijn dat België een probleem heeft met de bevoorradingszekerheid in 2025. Zo stelde het federale Planbureau in een studie van september 2017[9] dat met het behoud van de huidige thermische capaciteit de bevoorradingszekerheid gegarandeerd kan worden. Ook de studie in opdracht van het Duitse ministerie, gepubliceerd in juli 2019, stelt dat de bevoorradingszekerheid in België niet in het gedrang komt[10].

De CREG wenst, in antwoord op de opmerking van FEBEG, ook nog toe te voegen dat het niet voldoende is dat de Belgische overheid in haar implementation plan stelt dat een CRM noodzakelijk is opdat de Europese Commissie de invoering van een CRM in België als adequaat en proportioneel zou beoordelen.

De CREG kan begrijpen waarom FEBEG geen nieuwe analyse inzake de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening wenst en zij vasthoudt aan de conclusies van de laatste adequacy en flexibiliteitsstudie van Elia. De invoering van een CRM betekent voor de producenten immers meer gegarandeerde inkomsten, waarvan de kost en het risico wellicht door de consument zal moeten gedragen worden.

2.2.2.6. Andere opmerkingen

67. FEBEG geeft haar voornaamste opmerkingen op hoofdstuk 6 en voegt haar reactie op de openbare raadpleging over de ontwerpnota (Z)2024 toe in bijlage

68. Als bijlage aan de reactie van Elia op de raadpleging van de CREG voegt Elia haar reactie toe op de openbare raadpleging over de ontwerpnota (Z)2024.

69. Febeliec herhaalt haar steun aan de vijf principes uit de nota (Z)2024.

70. De heer Woitrin haalt in zijn reactie een tiental nieuwe elementen aan sedert december 2019, die volgens hem meer dan enkel twijfel zaaien over de mogelijkheid van een verlenging van de operationele levensduur van de Belgische nucleaire centrales. Hieruit trekt de heer Woitrin de conclusie dat de ontwikkeling van een Belgisch capaciteitsvergoedingsmechanisme nog meer dan ooit noodzakelijk is.

[9] zie summary https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf

[10] Zie https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/definition-and-monitoring-of-security-of-supply-on-the-european-electricity-markets-from-2017-to-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9

71. Deze opmerkingen vallen buiten de scope van de raadpleging. De CREG kan, ook mede gezien de dringendheid voor het verkrijgen van een definitief voorstel waarop de Minister aandringt, niet dieper ingaan op deze opmerkingen.

3. CONTEXT

72. Dit hoofdstuk heeft tot doel om enerzijds een overzicht te geven in de verschillende stappen die nodig zijn tussen de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme en de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume tijdens een CRM-veiling en om anderzijds het voorliggende voorstel duidelijk te kaderen binnen dit proces. Zowel in de Elektriciteitsverordening als in de Elektriciteitswet wordt immers verwezen naar methodologieën met verschillende objectieven, wat mogelijks tot enige verwarring kan leiden. De bedoeling van dit hoofdstuk is hierin enige verduidelijking te scheppen.

3.1. INVOERING VAN EEN CAPACITEITSVERGOEDINGSMECHANISME

73. 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, schepte een kader voor de invoering van een marktbreed capaciteitsvergoedingsmechanisme.

74. De gedetailleerde uitwerking van dit capaciteitsvergoedingsmechanisme gebeurt door het diverse koninklijke besluiten en marktregels. Deze uitwerking was het voorwerp van discussies binnen de CRM-TF en is momenteel nog steeds lopende.

75. Alvorens het capaciteitsvergoedingsmechanisme kan worden toegepast dient een goedkeuring verkregen te worden door de Europese Commissie in het kader van de Richtsnoeren inzake staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie van 2014. De aanmelding bij de Europese Commissie gebeurde op 19 december 2019 (zie randnummer 29).

76. De Elektriciteitsverordening, die pas ná de wet van 22 april 2019 werd goedgekeurd, bepaalt onder meer in hoofdstuk 4 een stapsgewijze benadering alsook de voorwaarden die dienen vervuld te zijn alvorens een Lidstaat een capaciteitsvergoedingsmechanisme kan invoeren.

- Art. 20: Indien er bij de Europese of nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening een zorgpunt wordt vastgesteld, dan dient de betrokken Lidstaat een uitvoeringsplan op te maken met een tijdschema voor het vaststellen van maatregelen die gericht zijn op het wegnemen van eventuele verstorende effecten van regelgeving en of tekortkomingen van de markt die hebben geleid of bijdragen tot het ontstaan van dit zorgpunt (het zogenaamde “implementation plan” dat België op 26 november 2019 indiende bij de Europese commissie).
- Art. 21: Indien de zorgpunten, ondanks deze maatregelen, blijven bestaan, kunnen de Lidstaten als uiterste maatregel, capaciteitsmechanismen invoeren. Daarbij dienen de Lidstaten eerst te beoordelen of een capaciteitsmechanisme onder de vorm van een strategische reserve de zorgpunten op het gebied van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening kan oplossen.

77. De CREG stelt vast dat een capaciteitsmechanisme enkel mag worden ingevoerd als de Europese beoordeling, eventueel aangevuld met een nationale beoordeling, problemen van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening aantonen. De methodologieën die gebruikt moeten worden om deze Europese en nationale beoordelingen te maken, zijn onderworpen aan een aantal regels en aan een goedkeuringsprocedure door ACER (zie artikel 23 en 24 van de Elektriciteitsverordening). De Elektriciteitsverordening bepaalt enkel de regels voor de methodologieën die gebruikt worden voor de Europese en nationale beoordelingen, nodig om problemen van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening te identificeren en die gebruikt worden vóór de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme.

78. De resultaten van deze beoordelingen zijn niet voldoende om de toekomstige veilingen in praktijk te kunnen organiseren. Om de veilingen te kunnen organiseren dient er immers bepaald te worden welk volume tegen welke prijs zal aangekocht worden (de vraagcurve).

3.2. DE ORGANISATIE VAN DE VEILINGEN

79. Pas na dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme werd goedgekeurd door de Europese Commissie, kunnen contracten afgesloten worden op basis van het goedgekeurde mechanisme. Teneinde de capaciteitshouders op een economische wijze te selecteren, worden veilingen georganiseerd. Om de parameters van de veilingen te bepalen (welk volume kan er tegen welke prijs aangekocht worden: de vraagcurve).

80. De Elektriciteitsverordening legt geen methodologie op voor de volumebepaling of voor de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume. Wel stelt de Elektriciteitsverordening dat de parameters voor het aan te kopen volume bepaald worden op voorstel van de nationale regulerende instantie, waardoor deze regulerende instanties volgens de CREG ook de methodologieën mogen voorstellen om tot de bepaling van deze parameters te komen.

81. Om tot de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume te komen, dienen verschillende berekeningen uitgevoerd te worden.

82. In een eerste fase dient op basis van simulaties van verschillende scenario's bepaald te worden of er zich een bevoorradingszekerheidsprobleem voor België stelt, met andere woorden een antwoord verstrekken op de vraag of de betrouwbaarheidsnorm al dan niet gehaald worden. Als een bevoorradingszekerheidsprobleem vastgesteld wordt, dan dient de grootte van dit probleem te worden berekend en dient verder bepaald te worden hoeveel capaciteit er nodig is om de betrouwbaarheidsnorm te respecteren. Deze simulaties en berekeningen, die door de trasmissienetbeheerder worden uitgevoerd, dienen eveneens alle nodige data te genereren die nodig zijn in de tweede fase, namelijk het bepalen van de parameters voor het aan te kopen volume in iedere veiling.

83. In een tweede fase, die zich baseert op de resultaten van de eerste fase, worden de parameters voor het aan te kopen volume bepaald. Deze tweede fase werd reeds beschreven in de nota (Z)2024 van 20 december 2019.

4. METHODOLOGIE VOOR DE BEPALING VAN HET NODIGE VOLUME EN VOOR DE BEPALING VAN DE BASISGEGEVENS

4.1. ALGEMEEN

84. De eerste stap, alvorens over te gaan tot een CRM-veiling, is de beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening en het vaststellen van een eventueel bevoorradingszekerheidsprobleem op basis van simulaties van verschillende scenario's. Deze beoordeling dient volgens de CREG methodologisch overeen te stemmen aan de nationale beoordeling van de toereikendheid die gebeurde overeenkomstig artikel 24 van de Elektriciteitsverordening. De CREG is van mening dat het belangrijk is om, ná de goedkeuring van de Europese Commissie van het Belgische capaciteitsvergoedingsmechanisme maar vóór de instructie tot het organiseren van de eerste veiling, een nieuwe beoordeling te maken omwille van diverse redenen:

- Tussen de vaststelling van een toereikendheidsprobleem dat aanleiding geeft tot de notificatie van een marktbreed CRM (en dat per definitie niet door regelgevende of marktwerking verbeterende maatregelen of door het aanleggen van een strategische reserve kan verholpen worden) en de organisatie van de eerste veiling verloopt er een tijdsperiode van bijna 2 jaar. Een actualisatie van deze beoordeling lijkt de CREG onontbeerlijk, gezien het beoogde CRM in België, mogelijks aanleiding zal geven tot verbintenissen die 15 jaar zullen gelden en dus kosten zullen genereren voor de consument.

- Een dergelijke geactualiseerde beoordeling laat de Minister toe, die volgens artikel 7undecies, §2, 5de lid van de Elektriciteitswet, de instructie moet geven tot het organiseren van de veilingen, om over de meest actuele informatie te beschikken alvorens een dergelijke instructie te geven.

- Om een voorstel van parameters voor het aan te kopen volume te kunnen maken, overeenkomstig de methodologie die wordt beschreven in hoofdstuk 5, heeft de CREG bepaalde gegevens nodig die het resultaat zijn van de beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening. De CREG wenst voor het maken van haar voorstel van parameters voor het aan te kopen volume te beschikken over de actuele resultaten.

85. Als een bevoorradingszekerheidsprobleem vastgesteld wordt, dan dient de grootte van dit probleem te worden berekend en dient verder bepaald te worden hoeveel capaciteit er nodig is om de betrouwbaarheidsnormen te respecteren.

86. De CREG meent dat de methodologie die gebruikt wordt voor deze beoordeling in lijn moet liggen met de methodologie van de Europese en nationale beoordeling die gebruikt werd om de invoering van het capaciteitsvergoedingsmechanisme te motiveren.

87. De CREG stelt voor om de methodologie te gebruiken die momenteel wordt ontwikkeld op Europees niveau volgens de bepalingen in hoofdstuk 4 van de Elektriciteitsverordening. Deze methodologie kan, indien nodig, aangepast worden door gebruik te maken van aanvullende instrumenten en recente gegevens die aanvullend welke het Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders (het "ENTSB voor elektriciteit" in de Elektriciteitsverordening) gebruikt voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening.

88. Een ontwerpmethodologie had, overeenkomstig artikel 23, 3, van de elektriciteitsverordening, tegen 5 januari 2020 door ENTSO-E ingediend moeten worden bij de Coördinatiegroep voor

elektriciteit en bij ACER. Rekening houdend met een termijn van 3 maanden voor de goedkeuring of wijziging, had een Europese methodologie moeten gekend en gepubliceerd zijn tegen 5 april 2020.

89. Volgens de meest recente informatie waarover de CREG beschikt zou deze ontwerpmethodologie pas in april 2020 ingediend worden, waardoor een goedgekeurde methodologie pas tegen juli 2020 kan verwacht worden.

90. Gezien het ontbreken van een goedgekeurde en gepubliceerde methodologie kan de CREG momenteel nog geen eventuele aanpassingen, die in lijn moeten liggen met de bepalingen van artikel 24(1) van de Elektriciteitsverordening, aan deze methodologie voorstellen. In afwachting dat deze Europese methodologie goedgekeurd en gepubliceerd is, stelt de CREG voor om de methodologie te baseren op de methodologie die Elia gebruikt in haar studie van juni 2019 "Adequacy and flexibility for Belgium 2020-2030"[11], aangevuld en rekening houdend met de opmerkingen die de CREG gemaakt heeft in haar studie n°1957[12].

Voor de argumentatie voor deze aanpassingen wordt verwezen naar voornoemde CREG-studie. Een niet-exhaustieve lijst van de aanpassingen is de volgende:

- De prijsvorming moet het huidige prijsvormingsmechanisme van de *flow-based market coupling* nabootsen, waardoor prijzen niet enkel gevormd worden door de marginale kosten van de marginale eenheid, maar ook door de stroomparameters en alle relevante beperkingen die het prijsvormingsalgoritme in werkelijkheid heeft.
- In de economische leefbaarheidstest moeten de inkomsten voor de capaciteitshouders in de *energy only market* (EOM) berekend worden op basis van een gemiddelde van alle simulaties waarbij dit gemiddelde gewogen wordt met de waarschijnlijkheid van de simulatie in kwestie.
- Mee in rekening nemen van *scarcity pricing* zoals momenteel voorbereid voor de Belgische regelzone, waarbij gebruik gemaakt wordt van een *operating reserve demand curve.*
- De economische leefbaarheid van WKK's en "capaciteit achter de meter" moet correct gesimuleerd worden.
- De gebruikte WACC in de simulatie moet marktconform zijn.
- Het berekenen van een reële LoLE en reële EENS in plaats van een zogenaamde "markt LoLE" en "markt EENS". Hierbij moeten alle beschikbare middelen om een onvrijwillige afschakeling te vermijden in rekening gebracht worden, zowel in binnen- als buitenland, zowel binnen als buiten de markt.
- De duurtijd van activatie van *demand response* moet de nood van het systeem volgen en niet artificieel beperkt worden.

91. Bovendien heeft de CREG bijkomende analyses gedaan van de methodologie die Elia gebruikt en komt tot de volgende bijkomende noodzakelijke aanpassingen:

- De economische leefbaarheidstest moet gebeuren voor elk van de simulaties waarvoor een adequacy-simulatie werd uitgevoerd.

- Het gebruik van historische klimaatjaren (door Elia momenteel 33 klimaatwinters van 1982 tot 2015) dient rekening te houden met de gevolgen van de klimaatverandering. Het negeren van de klimaatopwarming (door aan elk van de historische klimaatjaren hetzelfde gewicht te geven) heeft een zeer grote impact op de resultaten van de Elia-simulaties. Deze resultaten, uitgedrukt in LoLE en EENS, worden immers in overgrote mate bepaald door twee zeer strenge

[11] Zie Elia-studie: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf
[12] Zie CREG-studie 1957: https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf

winters, namelijk die van 1985 en 1987, waarvan men zich de vraag kan stellen met welke waarschijnlijkheid dergelijke strenge winters zich nog zullen voordoen na 2025.

Voor de impact van de strenge winters van 1985 en 1987 op de resultaten (LoLE en EENS) verwijzen we naar bijlage 2 alsook naar de reactie van de CREG op de raadpleging van de Europese Commissie (DG ENER) over het implementatieplan dat België heeft ingediend[13]. Verder laat de CREG momenteel een studie uitvoeren over de impact van de klimaatverandering op de kans op strenge winters, die bepalend zijn voor de resultaten van de toereikendheidsanalyses, na 2025. Het eindrapport van deze studie wordt vanaf de finalisatie ervan op de website van de CREG gepubliceerd.

92. De door Elia gebruikte methodologie moet aangepast worden door de opmerkingen van de CREG te implementeren in de methodologie, voor zover dit uitvoerbaar is.

93. Gezien de kennis, middelen en ervaring inzake modellering van het elektriciteitssysteem waarover Elia beschikt, lijkt het voor de CREG in de huidige situatie de meest voor de hand liggende optie om deze simulatie door de transmissienetbeheerder te laten uitvoeren. Vanzelfsprekend dienen de stakeholders geraadpleegd te worden over de scenario's, de gevoeligheidsanalyses, de aannames en gegevens.

94. De CREG zal in overleg met Elia bepalen welke opmerkingen niet uitvoerbaar zijn tegen de volumebepaling voor de eerste T-4 veiling en verder de planning bepalen voor de implementatie van deze opmerkingen. Verder dienen ook de modaliteiten besproken te worden tussen Elia en de CREG over hoe de aanpassingen moeten geïmplementeerd worden.

4.2. VOORSTEL VAN METHODOLOGIE TER BEPALING VAN HET NODIGE VOLUME EN VOOR DE BEPALING VAN DE BASISGEGEVENS

95. In afwachting dat deze Europese methodologie goedgekeurd en gepubliceerd is, stelt de CREG de hiernavolgende methodologie voor ter bepaling van het nodige volume en voor de bepaling van de basisgegevens.

96. De transmissienetbeheerder maakt een beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening. Deze beoordeling bestrijkt een periode van tien jaar vanaf de datum van die beoordeling.

97. Bij deze beoordeling past de transmissienetbeheerder een methodologie toe gebaseerd op deze die werd gebruikt voor de Elia studie van juni 2019 "Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030". Voor de beschrijving van deze methodologie verwijst de CREG naar de desbetreffende Elia-studie.

98. De methodologie zal zo veel als mogelijk rekening houden met de aanpassingen voorgesteld in de CREG studie 1957 en zal minstens volgende aanpassingen implementeren:

- In de economische leefbaarheidstest moeten de inkomsten voor de capaciteitshouders in de *energy only market* (EOM) berekend worden op basis van een gemiddelde van alle simulaties waarbij dit gemiddelde gewogen wordt met de waarschijnlijkheid van de simulatie in kwestie.

[13] Raadpleging van de Europese Commissie over het implementatieplan van België : https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan
Reactie van de CREG : https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2050

- De methodologie dient rekening te houden met de gevolgen van de klimaatverandering door de kans op het zich voordoen van een bepaald historisch klimaatjaar mee te nemen bij de simulaties.

99. Over de scenario's, de gevoeligheidsanalyses, de aannames en gegevens zal een openbare raadpleging worden georganiseerd gedurende minstens één maand. Binnen deze consultatieperiode zal een workshop worden georganiseerd om de vragen van stakeholders ter verduidelijking van de voorgestelde scenario's, gevoeligheidsanalyses, aannames en gegevens te beantwoorden.

100. De resultaten van deze beoordeling dienen minstens de basisgegevens aan te bevatten zoals vermeld in randnummer 186.

5. METHODOLOGIE TER BEPALING VAN DE PARAMETERS VOOR HET AAN TE KOPEN VOLUME

5.1. PRINCIPES EN ANALYSE

101. In deze sectie worden vijf principes voorgesteld waaraan de parameters die het aankoopvolume bepalen moeten voldoen. De principes worden uiteengezet, evenals een analyse van hun gevolgen aan de hand van beschikbare gegevens en publieke studies.

102. De **vijf principes** zijn de volgende:

- de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme dient om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm(en), tegen een zo laag mogelijke kost en tegen een proportionele kost
- de methodologie om de parameters te bepalen die het aankoopvolume bepalen in het capaciteitsmechanisme moet efficiënt kunnen omgaan met zowel een in de tijd stijgende als dalende betrouwbaarheidsbezorgdheid (*adequacy concern*)
- de capaciteitsveiling die vier jaar op voorhand wordt georganiseerd (T-4 veiling) is enkel nodig om capaciteit met een lange aanlooptijd (meer dan 1 jaar) te kunnen aantrekken
- wegens de neutraliteit van de technologie kan er in de capaciteitsveiling niet gediscrimineerd worden tussen de verschillende technologieën
- het capaciteitsvergoedingsmechanisme mag niet leiden tot het oversubsidiëren van capaciteit

5.1.1. Principe 1 : De invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme dient om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm, tegen een zo laag mogelijke kost en tegen een proportionele kost

103. In dit principe gaat het zowel over de noodzaak van een CRM (om aan de betrouwbaarheidsnorm te kunnen voldoen) als over de kosten van een CRM (voor de partij die de CRM dient te financieren). Deze kosten moeten niet alleen zo laag mogelijk zijn, overeenkomstig artikel *7undecies,* §1, van de Elektriciteitswet, maar moeten ook proportioneel zijn. Dit betekent dat de kosten van de oplossing (in dit geval de gecontracteerde capaciteit in een CRM-veiling) in verhouding moeten staan ten opzichte van de kosten van het probleem voor de consument (in dit geval het onvrijwillig afschakelen van consumenten). Als de kosten van het probleem dalen, moet ook het plafond van de kosten van de invoering van het CRM dalen.

104. Het CRM wordt ontwikkeld om te grote nadelen bij de elektriciteitsconsument te vermijden (door te veel onvrijwillig te moeten afschakelen). Om de marktbrede CRM te financieren ontvangen de capaciteitsleveranciers capaciteitsvergoedingen die, hoewel het financieringsmechanisme van het CRM nog niet werd bepaald, allicht rechtstreeks of onrechtstreeks ten laste komen van de consumenten. Er wordt bijgevolg een geldtransfer opgelegd van consumenten naar capaciteitsleveranciers, zodanig dat het producentensurplus stijgt ten koste van het consumentensurplus. Dit herverdelend effect heeft een belangrijke negatieve impact op de consument. Deze impact wordt genegeerd in een loutere welvaartsanalyse, waar het producenten- en consumentensurplus geaggregeerd worden bekeken, zonder rekening te houden met het herverdelende effect van consument naar producent. Bovendien kan het CRM ook bestaande capaciteit financieren dat ook zonder het CRM in de markt zou blijven. In dit geval, impliceert dit een vorm van oversubsidie (*windfall profit*) voor deze capaciteit, waardoor de impact op het consumentensurplus nog negatiever wordt, ten voordele van het producentensurplus. Ook dit effect wordt in een eenvoudige welvaartsanalyse genegeerd. Door het bovenstaande principe wordt vermeden dat de welvaartstransfer van consument naar producent, die door een overgang naar een CRM ontstaat, genegeerd wordt. Op die manier worden de belangen van de consument gevrijwaard, wat onmiskenbaar de rol van de energieregulator is.

105. Het bovenstaande principe wordt door de CREG vertaald in een budgetbeperking waarbij de kost van het CRM lager moet liggen dan de kost voor de consument vanwege de verwachte niet-geleverde energie (*Expected Energy Not Served* of EENS) die vermeden wordt door een CRM. De kost van het CRM is de kostprijs van de gevraagde capaciteit om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm. De verwachte kost van de niet-geleverde energie is de verwachte niet-geleverde energie vermenigvuldigd met de bereidheid tot betalen van de klanten die deze energie onvrijwillig niet geleverd krijgen (*Value of Loss of Load* of VoLL). Deze VoLL is in het geval van bevoorradingszekerheidsrisico's de kost van een op voorhand aangekondigde niet-levering van energie.

106. Het federale Planbureau heeft in maart 2014 een studie gepubliceerd waarin ze de kost van een onvrijwillige afschakeling berekend heeft voor verschillende types van consumenten[14]. Let wel, het betreft ongeplande, en dus onaangekondigde, afschakelingen. Dergelijke afschakelingen gebeuren relatief frequent en worden doorgaans veroorzaakt door plotse storingen in het netwerk[15]. Daarentegen zal een afschakeling wegens een tekort aan capaciteit (bevoorradingszekerheid) nagenoeg steeds te voorzien zijn en dus op voorhand aangekondigd worden. Hierdoor kunnen de getroffen klanten hun voorzorgen nemen, wat resulteert in een lagere kost, en dus een lagere VoLL, in

[14] Zie studie Planbureau: https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf

[15] zo wordt een laagspanningsklant in Vlaanderen gemiddeld iets meer dan één keer om de drie jaar afgeschakeld voor een gemiddelde duurtijd van ongeveer 40 minuten

vergelijking met een ongeplande afschakeling. In België bestaan er reeds duidelijke procedures om de Belgische elektriciteitsconsument te waarschuwen voor een eventuele afschakeling. De door het Planbureau geschatte kosten van een onvrijwillige, ongeplande afschakeling kunnen dus beschouwd worden als een overschatting van de werkelijke kosten van een onvrijwillige, maar op voorhand aangekondigde afschakeling.

107. De gemiddelde kost van een ongeplande, onvrijwillige afschakeling werd in de genoemde studie door het Planbureau ingeschat op 8.300 €/MWh. Dit is echter een gemiddelde. Zo schat het Planbureau de kosten van de industrie (NACE C) op gemiddeld 8.900 €/MWh. Voor een huishoudelijke klant is dat 2.300 €/MWh. Het Planbureau hanteert een "willingness-to-pay" (WTP) aanpak, maar berekent dit voor een onaangekondigde afschakeling.

108. CEPA heeft in opdracht van ACER een studie[16] uitgevoerd om de VoLL voor huishoudelijk en niet-huishoudelijke klanten te bepalen, waarbij de "willingness-to-accept" (WTA) aanpak werd gehanteerd in plaats van de "willingness-to-pay" (WTP), maar maakte wel een onderscheid tussen aangekondigde en ongeplande afschakelingen[17]. Voor een Belgische huishouden dat een dag op voorhand wordt verwittigd dat het afgeschakeld wordt, werd de VoLL berekend op 5.330 €/MWh.

109. Overeenkomstig de artikelen 23(6) en 27(3) van de Elektriciteitsverordening zal de uiteindelijke waarde van de VoLL in kader van de bevoorradingzekerheid bepaald worden volgens een methodologie die door ENTSB voor elektriciteit dient te worden voorgesteld en door ACER binnen de drie maanden wordt goedgekeurd of geamendeerd.

5.1.2. Principe 2 : De methodologie om de parameters te bepalen van het aan te kopen volume in het capaciteitsmechanisme moet efficiënt kunnen omgaan met zowel een in de tijd stijgende als dalende betrouwbaarheidsbezorgdheid (adequacy concern).

110. Uit de studie die Elia op 28 juni 2019 gepubliceerd heeft[18], blijkt dat de bezorgdheid over de betrouwbaarheid voor België, uitgedrukt in *Loss of Load Expectation* (LoLE) en EENS, (sterk) afneemt. De figuren hieronder hernemen de door Elia gepubliceerde cijfers in haar tabel op pagina 138 van voornoemde Elia-publicatie. Het betreft hier "markt LoLE" en "markt EENS", namelijk zonder rekening te houden met capaciteit buiten de markt, zoals reserves en andere capaciteit die niet in de day-ahead of intraday markt zitten, zowel in binnen- als buitenland. Dat betekent dat de reële LoLE en EENS lager zullen zijn, omdat alle capaciteit, ook deze buiten de markt, moet aangewend worden om een afschakeling (en dus LoLE en EENS) te voorkomen, ook de capaciteiten buiten de markt die nog beschikbaar zijn in het buitenland[19]. Deze resultaten houden ook geen rekening met de vele andere opmerkingen die de CREG op deze simulaties heeft en die opgelijst staan in de CREG-studie 1957[20]. Indien met onze opmerkingen rekening zou gehouden worden, is te verwachten dat de betrouwbaarheidsbezorgdheid sterk zou reduceren en misschien zelfs onbestaande zou zijn. Echter, in het kader van huidig principe is vooral de trend belangrijk.

---

[16] Zie studie CEPA: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf

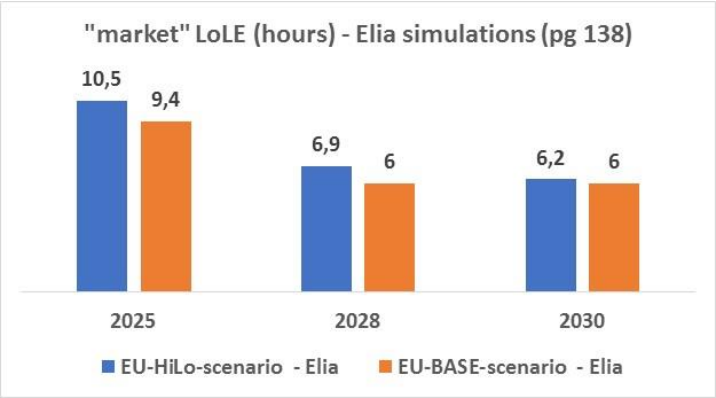
[17] De Elektriciteitsverordening definieert de VoLL als volgt in artikel 2.9: ""waarde van de niet-geleverde energie (VoLL)": een raming in EUR/MWh van de maximale elektriciteitsprijs die afnemers bereid zijn te betalen om niet-beschikbaarheid te voorkomen;". De Europese wetgever heeft dus duidelijk gekozen voor de "bereidheid tot betalen" of "willingness to pay" (WTP), wat doorgaans resulteert in lagere ramingen van de VoLL in vergelijking met een WTA-aanpak.

[18] Zie Elia-studie: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/company/publication/studies-and-reports/studies/13082019adequacy-and-flexibility-study_en.pdf

[19] Zie artikel 21 van de Netwerk Code Emergency and Restoration (Europese Verordening): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0054.01.ENG

[20] Zie CREG-studie 1957: https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf

111. Uit de onderstaande figuur blijkt dat de “markt LoLE” in 2025 door Elia geschat wordt op gemiddeld ongeveer 10 uur per jaar. Deze schatting door Elia zakt in 2028 naar gemiddeld 6 tot 7 uur per jaar om verder te zakken in 2030 naar gemiddeld ongeveer 6 uur per jaar.



112. Momenteel stelt artikel 7bis van de Elektriciteitswet dat een gemiddelde LoLE van 3 uur of lager aanvaardbaar is, gecombineerd met een LoLE van 20 uur of lager die eens in de 20 jaar voorkomt. De Elektriciteitsverordening stelt dat er een Europese methodologie moet uitgewerkt worden om de betrouwbaarheidsnorm te bepalen. Die betrouwbaarheidsnorm wordt vastgelegd, op voorstel van de regulator, door de Lidstaat of door een andere door de Lidstaat aangestelde instantie.

Artikel 25.3 van de Verordening stelt dat de betrouwbaarheidsnorm wordt berekend met gebruikmaking van ten minste de waarde van de verloren belasting (VoLL) en de kosten voor nieuwe toegang (*Cost of New Entry* of CoNE) gedurende een gegeven tijdsbestek en wordt uitgedrukt als "verwachte niet-geleverde energie" (EENS) en als "de waarschijnlijkheid dat niet aan de vraag kan worden voldaan" (LoLE). Op dit moment wordt deze methodologie besproken op Europees niveau. Het voorstel dat circuleert volgt dezelfde methodologie als het Verenigd Koninkrijk heeft gebruikt, waarbij de betrouwbaarheidsnorm wat de betreft de gemiddelde LoLE berekend wordt als volgt:

LoLE = CoNE / VoLL

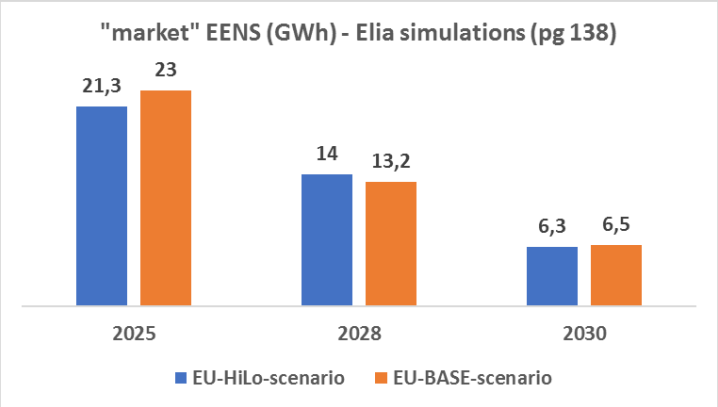
De CREG is van mening dat voor de VoLL de waarde van de verloren belasting moet genomen worden van de klanten die waarschijnlijk zullen afgeschakeld worden indien er zich een probleem stelt met de bevoorradingszekerheid (*adequacy*). Dat zijn voornamelijk huishoudelijke klanten, waarvan de VoLL van een aangekondigde afschakeling relatief laag is, en heel waarschijnlijk gevoelig lager ligt dan 10.000 €/MWh.

De berekende CoNE in de verschillende landen situeert zich rond de 60.000 €/MW (het Planbureau werkte in het verleden met 65.000 €/MW; in een reactie aan de CREG gebruikte Elia een netto CoNE van 75.000 €/MW wat resulteert in een nog hogere bruto CoNE). Dit zou dan resulteren in een gemiddelde LoLE die hoger ligt dan 6 uur per jaar (in Ierland hanteert men bijvoorbeeld 8 uur als norm)[21]. Aangezien een hoge CoNE leidt tot een hogere LoLE dan de huidige LoLE, dan betekent dit dat

[21] Het Planbureau bevestigde in een rapport uit 2017 dat de 3u toch een goede norm was voor België, gezien een CoNE van 65.000 €/MW. Ze baseerde zich daarvoor op de eigen inschatting van de VoLL, waarbij enkel de VoLL werd beschouwd van de prijsinelastische consumenten, gedefinieerd door het Planbureau als de consumenten die een VoLL hebben die hoger is dan 15.000 €/MWh. Deze prijsinelastische VoLL is gemiddeld 23.300 €/MWh, wat inderdaad leidt tot een LoLE-norm van ongeveer 3 uur. Het is echter belangrijk om aan te geven dat de prijsinelastische VoLL enkel slaat op 11 procent van de consumenten (dat is het elektriciteitsaandeel naar volume van consumenten die volgens het Planbureau een VoLL hebben die hoger is dan 15.000 €/MWh). Het Planbureau beschouwt in deze berekening dat de 89 procent andere consumenten prijselastisch zijn, wat betekent dat ze hun consumptie zullen stopzetten indien de elektriciteitsprijs hoger uitkomt dan hun VoLL. Dit heeft tot gevolg dat indien België deze prijsinelastisch VoLL zou hanteren om de LoLE-norm te berekenen, dit ook consequent moet doorgetrokken worden en 89 procent van de consumptie als prijselastisch (en dus als vraagbeheer) moet beschouwd worden. Momenteel beschouwt Elia ongeveer 10 procent van de consumenten als vraagbeheer (naar volume). (Bron: sectie 3.3.1 https://www.plan.be/admin/uploaded/201709280927450.Addendum_CBA.pdf)

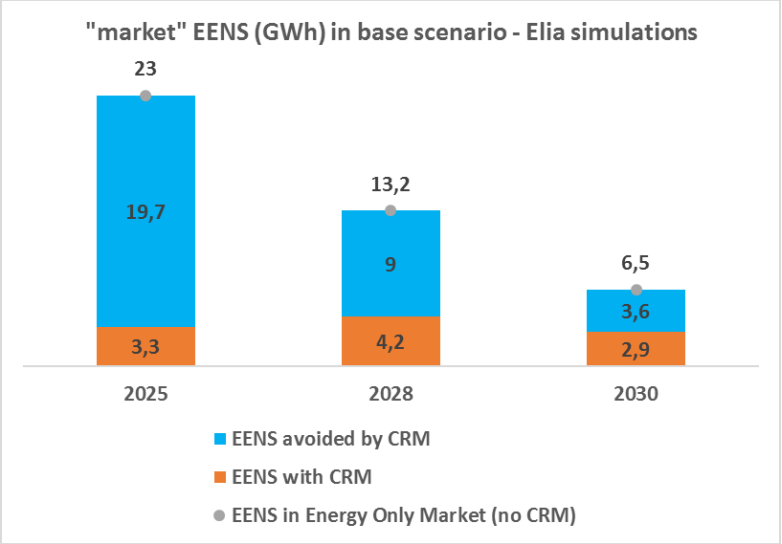
er volgens de simulatie van de “markt LoLE” die Elia berekend heeft voor het basisscenario vanaf 2028 geen probleem meer zou zijn wat betreft de bevoorradingszekerheid.

113. Uit de onderstaande figuur blijkt dat de “markt EENS” in 2025 door Elia geschat wordt op gemiddeld ongeveer 21-23 GWh per jaar. Deze schatting door Elia zakt in 2028 naar gemiddeld 13 tot 14 GWh per jaar om verder te zakken in 2030 naar gemiddeld ongeveer 6,5 GWh per jaar. Dat is een daling met een factor 3 à 4. Ook hier stellen we een dalende trend vast.



Bron: Elia (op basis van Elia-simulaties)

114. Deze cijfers zijn een overschatting van de EENS die vermeden wordt door een CRM, omdat ook na de invoering van een CRM er nog steeds verwacht wordt dat er energie wordt afgeschakeld. De CREG heeft deze data bij Elia opgevraagd en zijn te zien in onderstaande figuur voor het basisscenario. Uit deze figuur blijkt dat Elia een totale EENS zonder CRM schat op 23 GWh voor 2025 en 6,5 GWh in 2030. Met een CRM wordt er volgens Elia in 2025 19,7 GWh EENS vermeden en blijft er 3,3 GWh EENS over. In 2030 wordt er 3,6 GWh EENS vermeden en blijft er nog 2,9 GWh EENS over na invoering van een CRM. Dat betekent dat er in 2030 slechts iets meer dan de helft van de totale EENS wordt vermeden door een CRM.



Bron: Elia (op basis van Elia-simulaties)

Deze dalende trend van betrouwbaarheidsbezorgdheid, zowel wat betreft de LoLE als EENS, is voor de CREG een belangrijk nieuw gegeven. In het verleden werd steeds aangenomen dat de betrouwbaarheidsbezorgdheid in de toekomst zou stijgen. Dat is bijvoorbeeld ook duidelijk in de kosteninschatting die door de consultant PWC is

gepubliceerd in maart 2018[22], waarbij PWC ervan uitging dat er jaarlijks een stijgende nood aan capaciteit was, waardoor er telkens nieuwe capaciteit zou moeten toegevoegd worden via het CRM.

115. België heeft een marktbrede CRM aangemeld bij de Europese Commissie die gebaseerd is op een betrouwbaarheidsanalyse (*adequacy assessment*) die vaststelt dat de betrouwbaarheidsbezorgdheid in de tijd (sterk) afneemt. Tegelijkertijd voorziet het voorgestelde CRM in langetermijncontracten tot 15 jaar.

116. Deze door Elia gesimuleerde dalende trend van de betrouwbaarheidsbezorgdheid gecombineerd met de mogelijkheid van langetermijncontracten stelt de CREG voor een aantal uitdagingen om de parameters te definiëren die het aankoopvolume moeten bepalen, terwijl er ook voldaan moet worden aan de vereiste van de proportionaliteit van het CRM (zie principe 1), opdat de Belgische elektriciteitsconsument capaciteit niet zou oversubsidiëren (zie ook principe 5).

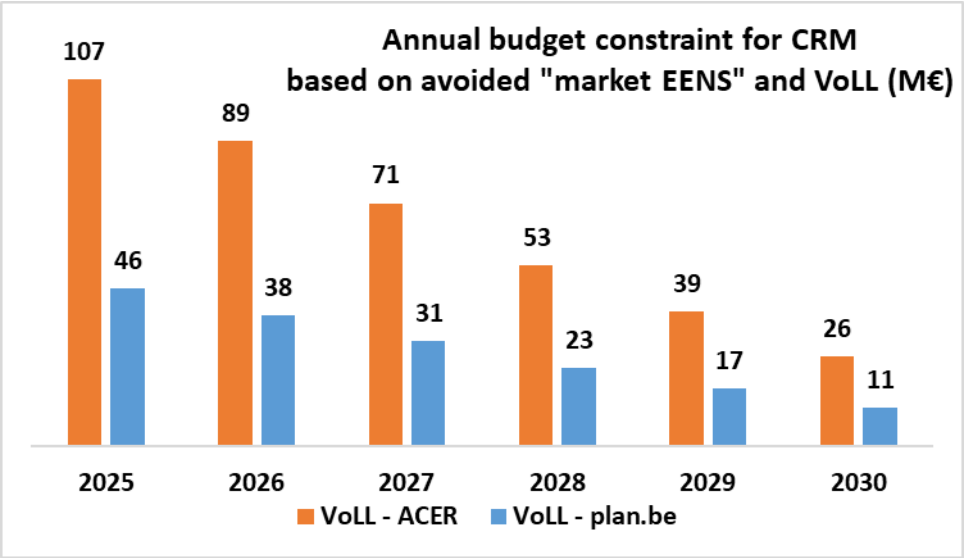
117. Een eerste vaststelling is dat er bij de start van het CRM langetermijncontracten kunnen worden toegekend. Dat moeten capaciteiten zijn die een hoge investeringskost hebben, zoniet komen ze niet in aanmerking voor een langetermijncontract (zie ook principe 3). Voor capaciteit die een langetermijncontract toegekend krijgt en die relatief goedkoop is, stelt er zich a priori geen probleem. Maar voor capaciteit die een langetermijncontract toegekend krijgt en die relatief duur is, ziet de CREG wel een probleem. Immers, een paar jaar later, wanneer de nood aan capaciteit afneemt, zullen deze relatief dure capaciteiten met een langetermijncontract nog steeds kunnen genieten van hun capaciteitsbetalingen, terwijl een deel van de goedkopere, kortlopende contracten niet meer zullen geselecteerd worden.

118. Een tweede vaststelling is dat om te voldoen aan de proportionaliteitsvoorwaarde, de kosten van de te contracteren capaciteit in het CRM gelijk of lager moeten blijven aan de kosten van het probleem, zelfs indien dit probleem afneemt ten gevolgen van een dalende betrouwbaarheidsbezorgdheid in de tijd. Op basis van het eerste principe stelt de CREG dat er aan het CRM een budgetbeperking moet opgelegd worden om te vermijden dat de kost van de oplossing hoger komt te liggen dan de verwachte kost van het probleem. De kost van een CRM moet dus lager liggen dan de kost van de vermeden onvrijwillig afgeschakelde energie.

119. De onderstaande figuur geeft het verloop van deze budgetbeperking met de twee schattingen van de VoLL van afgeschakelde huishoudens (Planbureau en ACER), indien deze gebaseerd wordt op de door Elia ingeschatte “markt EENS” verminderd met de door de CREG ingeschatte niet-vermeden “markt EENS” na invoering van een CRM[23]. De figuur betreft de periode 2025-2030 waarbij er voor 2026-2027 en 2029 geïnterpoleerd werd. De CREG neemt hiervoor het basisscenario.

[22] Zie studie PWC: https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Bepaling-van-het-mechanisme-voor-de-vergoeding-van-capaciteit-voor-Belgie-en-de-voorbereiding-van-het-wettelijk-kader.pdf

[23] Wanneer de baten van het CRM berekend worden, mag niet de volledige EENS zonder CRM beschouwd worden. Immers, ook met een CRM is er nog steeds EENS. Deze resterende EENS, na invoering van het CRM, mag dan ook niet beschouwd worden als vermeden kost door het CRM. Deze niet-vermeden EENS door het CRM werd door Elia enkel gepubliceerd voor het jaar 2025 en bedroeg 3,3 GWh in het basisscenario. Voor de andere jaren heeft de CREG deze cijfers bij Elia opgevraagd. De niet-vermeden EENS is 4,2 GWh in 2028 en 2,9 GWh in 2030.



Bron: CREG

120. Op basis van bovenstaande figuur doet de CREG twee belangrijke vaststellingen.

121. Ten eerste zou het niveau van het toegestane budget, tussen 11 en 107 miljoen euro, veel lager zijn dan gelijk welke vroegere inschatting van de kost van het CRM, gaande van 300-500 miljoen euro gebruikt door Elia en op basis van een berekening van PWC tot 614-940 miljoen euro door de CREG[24]. Men kan zich de vraag stellen of de gekozen maatregel (indien er geen budgetbeperking wordt opgelegd) proportioneel is voor het gestelde probleem. Bovendien is deze budgetbeperking berekend zonder rekening te houden met capaciteit buiten de markt in binnen- en buitenland en met de andere opmerkingen van de CREG uit haar studie 1957 (zie voetnoot 20 van dit voorstel).

122. Een budgetbeperking van ongeveer 100 miljoen euro betekent dat, bij een aankoop van 12.000 MW, de kostprijs voor capaciteit gemiddeld niet hoger mag zijn dan 8,3 €/kW.

123. Het is belangrijk op te merken dat bij een *pay-as-cleared* systeem elke capaciteit evenveel betaald krijgt, namelijk het hoogste bedrag dat nodig is voor de laatste MW om aan de capaciteitsvereiste te voldoen. De budgetbeperking impliceert in dat geval ook een prijslimiet. Dat is niet het geval in een systeem van *pay-as-bid*: in dit systeem krijgt elke capaciteit exact wat het gevraagd heeft. Indien de bestaande capaciteit reeds rendabel zou zijn, dan zou deze capaciteit ook overleven indien geen vergoeding uit het CRM zou halen (opt-out) of bieding tegen 0 €/kW of een laag bedrag.

124. Ten tweede blijkt de budgetbeperking zoals verwacht sterk dalende te zijn: van 46-107 miljoen euro in 2025 tot 23-53 miljoen euro in 2028 en tot 11-26 miljoen euro in 2030. Dat is een halvering tussen 2025 en 2028 en nog eens een halvering tussen 2028 en 2030. Tegenover 2025 wordt de kost van het CRM in 2030 aldus gedeeld door ruim een factor 4.

125. Indien langetermijncontracten lopen van 2025 tot 2030 en verder, dan moet er in 2025 reeds rekening gehouden worden met de gemiddelde budgetbeperking over de contractduur. Dit wordt later nog behandeld.

126. Meer algemeen is de CREG voorstander dat de betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld over een periode van verschillende jaren.

[24] De inschatting van de CREG baseerde zich op de cijfers van PWC, waarbij onder meer uitgegaan werd van een gradueel stijgende vraag aan nieuwe capaciteit, en op de resultaten van de capaciteitsveilingen van Ierland (ongeveer 40 €/kW) en Polen (ongeveer 50 €/kW).

5.1.3. Principe 3: De capaciteitsveiling die vier jaar op voorhand wordt georganiseerd (T-4 veiling) is vooral zinvol om capaciteit met een lange aanlooptijd (meer dan 1 jaar) te kunnen aantrekken

127. Rekening houdend met de T-4 veiling voorzien in de Elektriciteitswet en de door Elia aangekondigde toereikendheidsproblemen in 2025, zou een eerste CRM-veiling in oktober 2021 voorzien moeten worden voor levering vanaf 1 november 2025. Deze zogenaamde T-4 veiling wordt dan gevolgd door een T-1 veiling in oktober 2024 voor dezelfde leveringsperiode.

128. De instructie voor de T-4 veiling in oktober 2021 moet door de federale Minister bevoegd voor Energie gegeven worden eind maart 2021. Deze baseert zich op een analyse van de bevoorradingszekerheid die Elia eind 2020 maakt. Op die manier wordt de beslissing over het aan te kopen volume gebaseerd op een studie die 5 jaar op voorhand moet uitgevoerd worden. Dat betekent dat er nog heel wat onzekerheid is wat betreft de beschikbare capaciteit in België en het buitenland, de prijsevoluties en de evolutie van de vraag,… In de veronderstelling dat de netbeheerder en de politieke wereld eerder risico-avers zijn[25], betekent een grotere onzekerheid dat er een groter risico bestaat dat er een te groot volume wordt gecontracteerd.

129. Bovendien ontstaat bij een T-4 veiling, gevolgd door een T-1 veiling, het risico dat grote marktspelers strategisch gedrag gaan vertonen om zo schaarste aan capaciteit te creëren, waardoor de prijzen stijgen. Zo kan een eigenaar van verschillende grote productiecentrales in de aanloop van de berekening van de T-4 veiling aankondigen dat er één of meerdere grote centrales definitief gesloten worden. Deze centrale zal dan voor de T-4 veiling beschouwd worden als onbestaande, zodat deze zal moeten vervangen worden door nieuwe, duurdere capaciteit, eventueel een project van de grote marktspeler zelf. Na de T-4 veiling kan de eigenaar een nieuwe productievergunning aanvragen voor de definitief gesloten eenheid en deze terug aanbieden in de T-1 veiling, of voor de T-4 veiling van het jaar erop.

130. Ten slotte wordt de T-4 veiling soms verdedigd door te stellen dat dit de gelegenheid biedt om nieuwe marktspelers aan te trekken. Zeker in een nog steeds geconcentreerde productiemarkt als in België kan dit een voordeel zijn. Echter, een T-4 veiling kan ook een manier zijn om de marktconcentratie te consolideren en zelfs te versterken, indien er vooral grote projecten worden ontwikkeld. Het kan immers ook zijn dat de bestaande marktspelers die de markt het beste kennen en de beste sites in bezit hebben, hun positie zullen consolideren. Ze hebben ook een niet te onderschatten portfolio-effect zodat het risico verlaagd wordt.

---

[25] Zie punten 539 en 546 van het eindverslag van de Europese Commissie over CRM's (eigen onderlijning):

(539) An important aspect in central buyer mechanisms – as in other volume-based mechanisms – is the need for a central body to estimate the required amount and type of generation capacity to attain the desired level of system reliability. While this minimises risks of insufficient provision of generation capacity, <u>it risks leading to excess capacity if risk-averse central authorities set the targets for generation capacity at unnecessary high levels.</u> This risk exists to some extent in every capacity mechanism type, however, and should be mitigated by links to a thorough and transparent adequacy assessment, and appropriate oversight of regulators or independent experts to verify the parameters set by governments and TSOs.

(546) Some inefficiency may be unavoidable in any central buyer design, for example due to the complexity of carefully assessing all the design features, the dependence on central judgements by risk averse decision makers – though this can be <u>reduced by including a role for the regulator or independent experts in the process</u> – and the need to centrally determine the required flexibility characteristics of capacity providers through the design of the capacity product.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_870001.pdf

Anderzijds bestaat er ook een risico dat marktspelers nieuwe projecten aankondigen in T-4 om die vervolgens niet te realiseren, waardoor het nodige volume in T-1 opgedreven wordt.

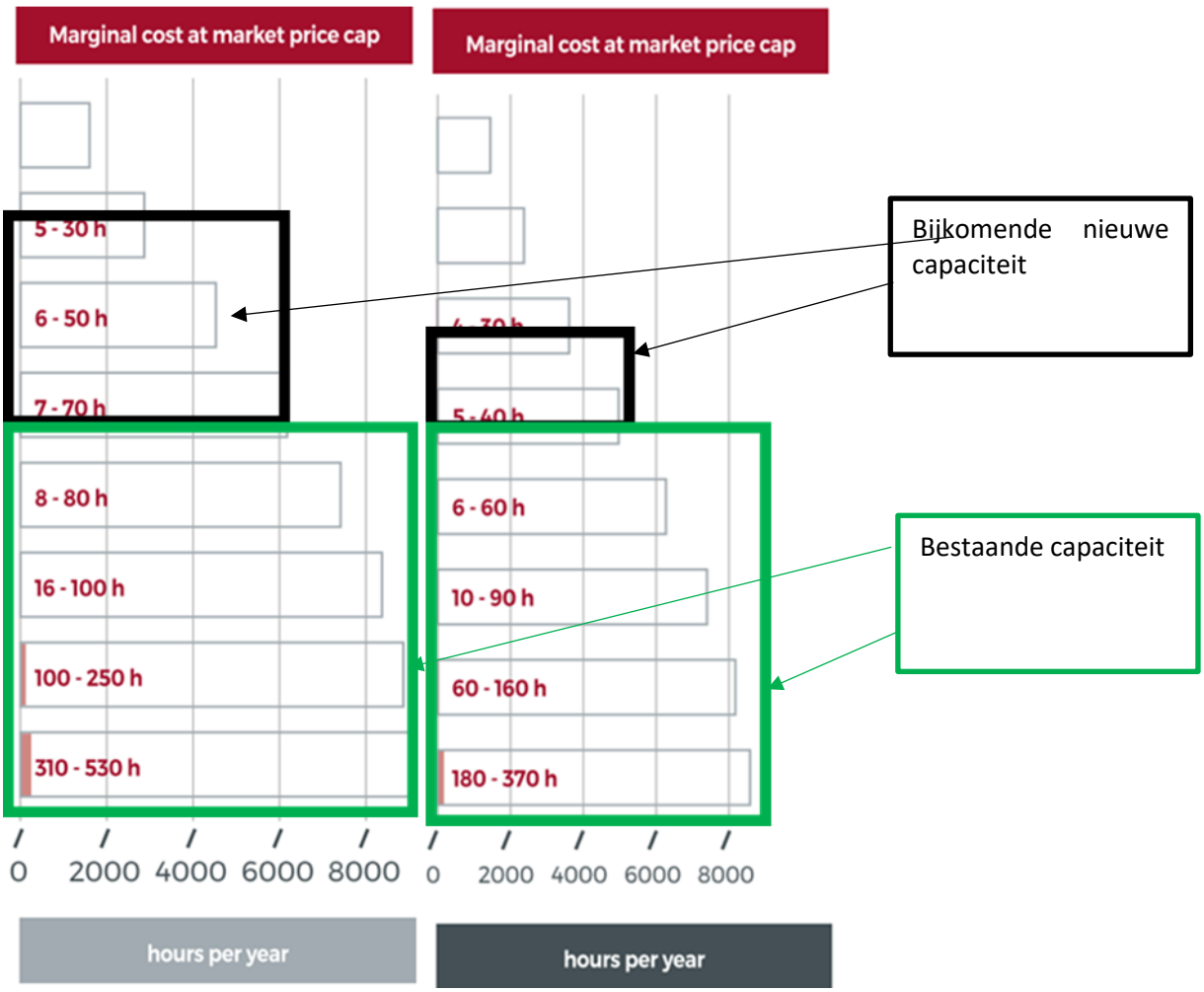
Het is moeilijk op voorhand te weten welk element het sterkste doorweegt.

131. De recente resultaten van het Poolse capaciteitsmechanisme tonen alvast dat een T-4 veiling niet het gehoopte effect had. In 2018 werden de resultaten bekend voor de veiling voor levering in 2021. Er werd 22,4 GW aangekocht tegen 240 Poolse zloty per kW, omgerekend, ongeveer 56 €/kW. Er werd maar 26 GW aangeboden, wat resulteerde in de relatief hoge prijs. PGE, de grootste elektriciteitsproducent, kon bijna de helft van de capaciteit binnenhalen, waaronder een aantal steenkool- en bruinkoolgestookte eenheden met een 15-jarig contract.

132. De Elektriciteitswet stelt dat een T-4 veiling georganiseerd wordt. Ondanks deze verplichting moet men zich echter bewust zijn dat de T-4 veiling vooral zinvol is indien de benodigde capaciteit enkel kan ingevuld worden met eenheden die een bouwtijd hebben van 1 tot 4 jaar. Dit is afhankelijk van de verdeling van het volume dat in T-4 en in T-1 aangekocht wordt en van de grootte van het probleem.

133. De Elektriciteitswet schrijft voor dat er een minimaal volume voor de T-1 veiling gereserveerd wordt. Dat volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken. De CREG vertaalt dit principe als volgt: voor elke blok van 100 MW wordt het gemiddeld aantal uren berekend dat nodig is om de betrouwbaarheidsnorm te behalen. Dit aantal uren moet berekend worden als het aantal uren dat capaciteit met een marginale kost gelijk aan prijsplafond in de elektriciteitsmarkt nodig is om het GAP volume te vullen. Het GAP volume wordt in de Elia-studie gedefinieerd als het nodig resterende volume, nadat rekening gehouden is met wind en zon, WKK en biomassa, vraagbeheer en opslag en import. De bestaande gasgestookte capaciteit wordt dus niet meegerekend.

134. Elia heeft hiervan het resultaat voor 2025 en 2028 in haar studie gepubliceerd. Ze worden hieronder hernomen. Op basis van de simulatieresultaten van Elia zal er voor de T-1 veiling voor levering in 2025-2026 minstens 6 GW moeten gereserveerd worden.



135. Uit deze cijfers blijkt dat het in de T-4-veiling te contracteren volume naar verwachting sterk zal dalen of zelfs zal verdwijnen. Indien een totaal volume van 11-13 GW nodig is, dan moet er in de T-4-veilingen nog slechts 5-7 GW capaciteit aangekocht worden; deze capaciteit kan met de bestaande capaciteit ingevuld worden. Voor zover de elektriciteitswet, zoals ze thans is opgesteld, een T-4-veiling vereist –wat impliceert dat het onmogelijk is om een T-4-veiling met nul volume te houden – is de CREG van mening dat het te contracteren volume in de T-4 veiling tot een minimum moet worden beperkt, zonder dat deze beperking echter afbreuk doet aan de principiële mogelijkheid, voor capaciteiten met een bouwtijd van meer dan een jaar, om effectief deel te nemen aan de CRM, en dus om toegang te hebben tot een T-4-veiling.

136. De CREG wil benadrukken dat er heel wat capaciteit een bouwtijd heeft van 1 jaar of korter. Het gaat om vraagbeheer, batterijen, gasmotoren, kleine WKK, noodstroom,…. Zo bijvoorbeeld heeft het capaciteitsmechanisme in het Verenigd Koninkrijk geen enkele STEG opgeleverd, maar werd de nieuwe capaciteit voor een groot deel ingevuld door relatief goedkope, flexibele en snel te bouwen 'reciprocating engines' of een type van gasmotoren. Deze kunnen in containers opgeleverd en kunnen snel en relatief makkelijk geïnstalleerd worden. De eenheden zijn ook modulair uitbreidbaar. Ze zijn ook mobiel, waardoor ze elders kunnen ingezet worden als ze niet geselecteerd worden in een capaciteitsveiling, waardoor de nood aan een langetermijncontract vermindert.

5.1.4. Principe 4 : Wegens de neutraliteit van de technologie kan er in de capaciteitsveiling niet gediscrimineerd worden tussen de verschillende technologieën

137. Omwille van het respecteren van de neutraliteit tussen technologieën, mag er in de capaciteitsveiling niet gediscrimineerd worden.

138. Het belang om discriminatie tussen technologieën te vermijden werd bevestigd door het arrest van het Hof van Justitie van 15 november 2018 inzake de vordering door Tempus Energy Ltd tot nietigverklaring van het goedkeuringsbesluit van de Europese Commissie van het capaciteitsmechanisme in het Verenigd Koninkrijk (*Case* T-793/14).

5.1.5. Principe 5: Het CRM mag niet leiden tot het oversubsidiëren van capaciteit

139. Het doel van de instelling van een capaciteitsvergoedingsmechanisme is de *missing money* van marktactoren te vergoeden. Elke vergoeding boven deze *missing money* leidt tot een infra-marginale rente en een ongerechtvaardigde subsidiëring. De toepassing van dit principe is nauw gelinkt met het streven naar de laagste kost voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme (zie principe 1).

140. De overweging (50) van de Elektriciteitsverordening stelt het volgende :

> *"Bij het waarborgen van de voorzieningszekerheid mogen de capaciteitsmechanismen niet tot overcompensatie leiden. Daartoe moeten capaciteitsmechanismen die geen strategische reserves zijn zodanig worden opgezet dat de voor de beschikbaarheid betaalde prijs automatisch naar nul tendeert wanneer het aangeboden capaciteitsniveau dat op de energiemarkt zonder capaciteitsmechanisme winstgevend zou zijn, naar verwachting afdoende is om te voldoen aan het gevraagde capaciteitsniveau."*

5.2. VOORSTEL VAN METHODOLOGIE TER BEPALING VAN DE PARAMETERS VOOR HET AAN TE KOPEN VOLUME

5.2.1. Scenariokeuze

141. De eerste stap in de bepaling van het volume voor een bepaald leveringsjaar is het bepalen welk scenario weerhouden dient te worden.

De Elektriciteitswet voorziet 2 veilingen voor eenzelfde leveringsjaar, namelijk een veiling van één jaar (hierna : "T-1 veiling") en van vier jaar (hierna : "T-4 veiling") vóór de periode van capaciteitslevering. De nodige capaciteit voor een bepaald leveringsjaar dient volgens de bepalingen in de Elektriciteitswet[26] verdeeld te worden tussen beide veilingen waarbij een minimaal volume gereserveerd wordt voor de T-1 veiling (zie hoofdstuk 5.2.4).

Voorafgaand aan elk van deze 2 veilingen dient bijgevolg voor het betrokken leveringsjaar een berekening van een capaciteitsvolume met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid (met betrekking tot dit vereiste niveau van bevoorradingszekerheid : zie hoofdstuk 5.2.2) te gebeuren. Verder dient ook het aantal uren berekend te worden tijdens dewelke deze capaciteit gebruikt zal worden ten behoeve van de toereikendheid. Overeenkomstig de bepalingen van de Elektriciteitswet gebeuren deze berekeningen door de transmissienetbeheerder.

142. Wat de definitie van het (de) te gebruiken scenario('s) betreft blijft de Elektriciteitswet vaag.

143. Hoofdstuk 4 van de Elektriciteitsverordening, en meer bepaald artikel 24, bepaalt waaraan de nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening (hierna :"NRAA") moeten voldoen. Deze nationale beoordelingen moeten net als de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening (artikel 23 van de Elektriciteitsverordening) gebaseerd zijn op de in artikel 23, lid 5 vermelde centraal referentiescenario's.

Artikel 23, lid 5, b), bepaalt dat deze beoordeling gebaseerd dient te zijn op "*passende centrale referentiescenario's van verwachte vraag en aanbod, met inbegrip van een economische beoordeling van de waarschijnlijkheid dat activa voor elektriciteitsproductie permanent buiten bedrijf worden gesteld of worden stilgelegd, of dat nieuwe activa voor elektriciteitsproductie worden gebouwd, alsmede met inbegrip van maatregelen ter verwezenlijking van doelstellingen inzake energie-efficiëntie en elektriciteitsinterconnectie en die een analyse omvat waarbij op passende wijze rekening wordt gehouden met gevoeligheden betreffende extreme weersomstandigheden, hydrologische omstandigheden, groothandelsprijzen en de ontwikkeling van de koolstofprijs".*

Verder bepaalt artikel 23, lid 7, dat de voorstellen voor de ontwerpmethodologie, de scenario's, de gevoeligheidsanalyses en de aannames waarop deze gebaseerd zijn, en de resultaten van de beoordeling het voorwerp uitmaken van een voorafgaande raadpleging.

De CREG stelt voor dat een beoordeling, gelijkaardig aan de nationale beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, zoals bepaald in artikel 24 van de Elektriciteitsverordening, jaarlijks moet worden uitgevoerd vanaf het jaar voorafgaand aan de eerste T-4 veiling en dit minstens tot het einde van de periode waarin het CRM van toepassing is. De scenario's voor deze nationale beoordelingen zijn gebaseerd op het laatste centraal referentiescenario van de Europese beoordeling van de toereikendheid (European Resource Adequacy Assessment : "ERAA").

[26] Zie artikel 7 undecies, §2

De scenario's die gebruikt worden voor deze nationale beoordeling van de toereikendheid, dienen ook gebruikt te worden voor de bepaling van het volume voor een bepaald leveringsjaar.

De CREG meent dat elke eventuele wijziging in de methodologie voor de nationale beoordeling van de toereikendheid, ten opzichte van de goedgekeurde Europese methodologie, samen met de scenario's, de gevoeligheidsanalyses en de aannames, in het bijzonder inzake de specifieke kenmerken van de nationale vraag naar en het nationale aanbod aan elektriciteit, het voorwerp moeten uitmaken van een voorafgaande openbare raadpleging.

144. De berekeningen van het capaciteitsvolume dienen reeds in het jaar voorafgaand aan deze veiling te worden voltooid. Voor wat de T-4 veiling betreft, dient de berekening van het capaciteitsvolume dus 5 jaar vóór het leveringsjaar te gebeuren. Gezien de onzekerheden over een toekomstige situatie toenemen naarmate de tijdspanne tussen het moment van de berekening en het leveringsjaar groter wordt, is het realistisch om, naast het centrale referentiescenario, ook nog andere plausibele scenario's, binnen de limieten van artikel 24(1) van de Elektriciteitsverordening, te beschouwen bij de capaciteitsberekening voorafgaand aan de T-4 veiling.

Verschillende scenario's zullen logischerwijze aanleiding geven tot verschillende volumes. Een overschatting van het volume voor de T-4 veiling heeft een nadelige (reducerende) impact op het volume dat nog in de T-1 veiling dient te worden aangekocht. Het volume voor de T-1 veiling wordt immers bepaald op basis van een volumeberekening in het jaar T-2. In extreme gevallen, waarbij het volume voor de T-4 veiling veel te hoog werd ingeschat, is het mogelijk dat het berekende volume voor T-1 zelfs niet meer nodig zou zijn. Hogere volumes leiden bovendien ook tot hogere kosten, hoewel het *ex ante* moeilijk te bepalen is wat de biedprijzen in de verschillende veilingen zullen zijn. Voorzichtigheidshalve, en rekening houdend met de bedenkingen inzake de T-4 en T-1 veilingen (zie hoofdstuk 5.1.3)), meent de CREG dan ook dat in T-4 dient geopteerd te worden voor het scenario met het laagste benodigde totale veilingsvolume.

Om rekening te houden met de onzekerheden die gepaard gaan met de capaciteitsberekening bij het bepalen van de nodige volume voorafgaand aan de T-4 veiling, en met het oog op een beheersing van de kosten wordt het scenario met het laagst benodigde capaciteitsvolume dus weerhouden voor de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume in de T-4 veiling. Gezien de keuze van het uiteindelijk weerhouden scenario afhangt van de nodige capaciteit, zal de capaciteitsberekening dus dienen te gebeuren, overeenkomstig sectie 5.2.3, voor alle bestudeerde scenario's.

Bij de berekening van het capaciteitsvolume voorafgaand aan de T-1 veiling, 2 jaar voor het leveringsjaar, is de mate van onzekerheid met betrekking tot de situatie voor het leveringsjaar beperkter, en stelt de CREG voor om één enkel scenario, namelijk het centrale referentiescenario, in rekening te brengen voor de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume in de T-1 veiling.

Gezien de beperkte onzekerheden die gepaard gaan met de capaciteitsberekening bij het bepalen van de nodige volume voorafgaand aan de T-1 veiling, wordt één enkel scenario weerhouden voor de bepaling van de parameters voor het aan te kopen volume in de T-1 veiling.

5.2.2. Betrouwbaarheidsnorm

145. De betrouwbaarheidsnorm geeft het vereiste niveau van voorzieningszekerheid aan. Artikel 25 van de Elektriciteitsverordening, bepaalt dat deze betrouwbaarheidsnorm vastgesteld wordt door de lidstaat (of een door de lidstaat aangewezen bevoegde instantie) op basis van een voorstel van de regulerende instantie (voor België : de CREG).

146. Dit voorstel dient te gebeuren volgens de goedgekeurde methodologie zoals bepaald in art. 23, lid 6, van de Elektriciteitsverordening. De betrouwbaarheidsnorm wordt berekend met gebruikmaking van ten minste de waarde van de verloren belasting en de kosten voor nieuwe toegang gedurende een gegeven tijdsbestek en wordt uitgedrukt als "verwachte niet-geleverde energie" en als "de waarschijnlijkheid dat niet aan de vraag kan worden voldaan".

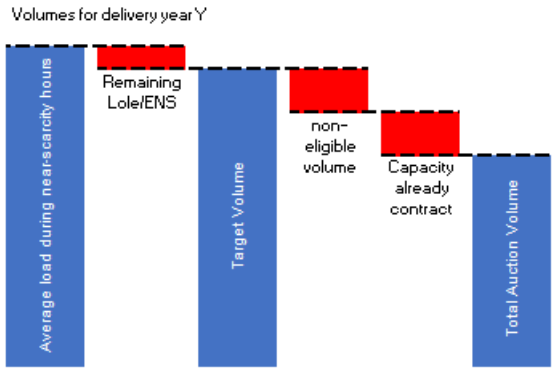
147. De waarschijnlijkheid dat niet aan de vraag kan worden voldaan, beter gekend onder de Engelstalige term *Loss of Load Expectation* (LoLE), wordt momenteel in België reeds gebruikt, en werd vastgesteld op gemiddeld 3 uur (per jaar) voor een statistisch normaal jaar en 20 uur (per jaar) voor een statistisch uitzonderlijk jaar (LoLE 95 voor een situatie die eens in de 20 jaar voorkomt)[27].

148. Het voorstel van de betrouwbaarheidsnorm en de vaststelling ervan behoort niet tot het voorliggende voorstel van parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald. Wel merkt de CREG op dat het belangrijk is om voor eenzelfde leveringsjaar eenzelfde betrouwbaarheidsnorm te hanteren. Een verschillende betrouwbaarheidsnorm tussen de T-4 en T-1 veiling zou immers een concurrentieverstoring betekenen tussen de beide biedingen.

5.2.3. Bepaling volume voor het leveringsjaar

149. Voor de kalibratie van de vraagcurve is de bepaling van de vereiste capaciteit voor een bepaald leveringsjaar noodzakelijk. Eenvoudigheidshalve wordt de opsplitsing tussen de T-4 en de T-1 veiling voor eenzelfde leveringsjaar in dit hoofdstuk nog niet in rekening genomen. Wel wordt de methode voor de bepaling van de vereiste capaciteit die nodig is om de betrouwbaarheidsnorm te respecteren en het daaruit volgende volume dat in de vraagcurve voor de veiling zal worden gebruikt, hierna toegelicht.

150. De volumes in de vraagcurve dienen te bestaan uit in aanmerking komende capaciteit die 100% beschikbaar is. Onderstaande figuur toont schematisch hoe het totaal veilingsvolume wordt berekend.



[27] Zie artikel 7 undecies, §3, van de Elektriciteitswet zoals gewijzigd door de kaderwet CRM op 22 april 2019.

151. Het startpunt is de Belgische belastingscurve. Van alle gesimuleerde uren in de door transmissienetbeheerder uit te voeren probabilistische analyse waarin een mogelijk probleem inzake toereikendheid (zogenaamde "*near scarcity hours*") bij het respecteren van de LoLE-betrouwbaarheidsnorm wordt vastgesteld, wordt de gemiddelde belasting op uurbasis berekend (uitgedrukt in MW).

$\Longrightarrow$ De gemiddelde belasting = $\frac{1}{n}\sum_1^n belasting\ per\ "near\ scarcity\ "uur$

Waarbij n = totaal aantal *near scarcity hours* in alle Monte-Carlo simulaties voor het leveringsjaar

152. Gezien deze belasting gebaseerd is op alle uren met een mogelijk toereikendheidsprobleem, is deze belasting een overschatting. Om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm, zal in een bepaalde mate immers toegestaan worden dat de vraag niet volledig beleverd wordt. Er zal met andere woorden een bepaalde volume aan niet geleverde energie (*Expected Energy not Served :* EENS) worden toegelaten. Het gemiddelde volume aan overblijvende EENS wordt in mindering gebracht van de gemiddelde belasting om aldus een *Target Volume* te verkrijgen. Dit target volume is nodig om aan de betrouwbaarheidsnorm te voldoen.

153. Het totale veilingsvolume wordt vervolgens bekomen door dit Target volume te verminderen met de volgende 2 termen:

- de niet in aanmerking komende capaciteit;
- het verzekerde volume dat reeds werd gecontracteerd tijdens eerdere CRM-veilingen.

De niet in aanmerking komende capaciteit volgt uit de toepassing van artikel 7*undecies*, §3 van de Elektriciteitswet, dat stelt dat de Koning de criteria en/of nadere regels voor het in aanmerking komen voor de prekwalificatieprocedure zal vaststellen. Het volume aan niet in aanmerking komende capaciteit wordt bekomen door het vermogen van deze installaties te vermenigvuldigen met de bijhorende reductiefactoren (*derating factors).*

Het verzekerde volume dat reeds werd gecontracteerd tijdens eerdere CRM-veilingen heeft betrekking op meerjarencontracten die werden afgesloten tijdens eerdere CRM-veilingen en waarvan de looptijd het beoogde leveringsjaar dekt. Het verzekerde volume wordt bekomen door rekening te houden met de reductiefactoren voor de gecontracteerde capaciteit: het referentievermogen wordt vermenigvuldigd met de reductiefactor.

Het aldus bekomen volume is het 100% beschikbare en in aanmerking komend volume dat voor een bepaald leveringsjaar geveild moet worden om de betrouwbaarheidsnorm te kunnen respecteren. Dit volume dient over 2 veilingen (T-4 en T-1) verdeeld te worden.

5.2.4. Bepaling van het gereserveerd volume voor T-1 veiling

154. Binnen de door de CREG beschouwde scenario's, wordt het scenario met het laagste totale veilingsvolume weerhouden om het te reserveren volume voor de T-1 veiling te bepalen.

155. Van het totale veilingvolume dient, overeenkomstig artikel 7*undecies*, §2, van de Elektriciteitswet, een gedeelte gereserveerd te worden voor de veiling T-1. Het minimum 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, vermeerderd met de onzekerheidsmarge vervat in de initiële volumeberekening uitgevoerd door de netbeheerder.

Deze reservatie van een volume voor de T-1 veiling betekent dat het totale veilingsvolume gesplitst wordt tussen de twee veilingen, waarbij het volume voor de T-1 veiling in het jaar van die veiling nog kan aangepast worden volgens de noden die op dat moment berekend worden.

156. De wettekst laat toe om bovenop de capaciteit die minstens 200 uur per jaar nodig is om de piekcapaciteit af te dekken en deze onzekerheidsmarge, nog bijkomende volumes toe te voegen aan het te reserveren volume voor de T-1 veiling. De CREG meent evenwel dat deze beoordelingsmarge niet de bedoeling van de wetgever, namelijk het organiseren van zowel een T-4 veiling als een T-1 veiling, mag hypothekeren. De CREG mag, ondanks de bedenkingen die zij heeft met betrekking tot de organisatie van een T-4 en een T-1 veiling (zie hoofdstuk 5.1.3 Principe 3), haar beoordelingsmarge niet misbruiken om een voorstel te formuleren, waardoor *de facto*, slechts één veiling nog nuttig zou zijn (en het volume voor de T-4 veiling nul zou worden).

157. Het volume dat gereserveerd moet worden voor de T-1 veiling wordt bepaald als de capaciteit (in MW) die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm het door Elia geïdentificeerde *GAP Volume* op te vullen met capaciteit met een marginale kost gelijk aan het prijsplafond in de elektriciteitsmarkt. De berekening van het aantal draaiuren om de gap op te vullen werd reeds gemaakt in de studie van Elia van juni 2019 (zie figuur 4-43 – p.159 en bijlage H.3.) per blokken van 1000 MW. De blokken aan capaciteit waarmee het *GAP Volume* wordt opgevuld wordt als 100% beschikbaar beschouwd, zonder energie- of activatiebeperkingen.

158. Gezien het belang om het volume dat gereserveerd wordt voor de T-1 veiling zo nauwkeurig mogelijk in te schatten, vraagt de CREG dat Elia voor elk blok van 100 MW de draaiuren berekent waarbij de *GAP,* wordt opgevuld met capaciteit met marginale kost gelijk aan het plafond van de marktprijzen. Het is immers de bedoeling om de draaiuren van de volumes te kennen die enkel nodig zijn om de betrouwbaarheidsnorm te respecteren. Het volume dat gereserveerd wordt voor de T-1 veiling is de som van alle blokken van capaciteiten die gemiddeld minder dan 200 uur draaien.

159. Het volume dat bijgevolg in T-4 geveild moet worden is het verschil tussen het totaal veilingsvolume en het voor T-1 gereserveerde veilingsvolume.

160. De huidige betrouwbaarheidsnorm is tweeledig : enerzijds een gemiddelde LoLE die maximaal 3 uur mag bedragen en anderzijds een LoLE in extreme omstandigheden (P95 of eens in de 20 jaar) die maximaal 20 uur mag bedragen. Indien deze tweeledige betrouwbaarheidsnorm nog van toepassing zou zijn bij de voorbereiding van de T-4 veiling, dan stelt de CREG voor om voor de toepassing van de berekening van het aantal draaiuren de gemiddelde LoLE te gebruiken.

161. In bijlage 1 wordt een illustratie van de bepaling van het T-1 volume aan de hand van de resultaten van de studie van Elia van juni 2019 gegeven.

5.2.5. Methodologie voor het opstellen van de vraagcurve voor de veilingen

5.2.5.1. Inleiding

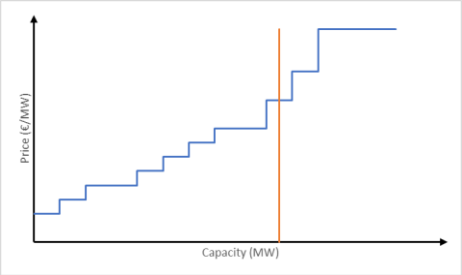
162. Een essentiële onderdeel voor elke veiling is de bepaling van de vraagcurve. De methodologie voor het opstellen van de vraagcurve die in dit hoofdstuk wordt beschreven, houdt rekening met de eerder toegelichte principes.

163. Het opstellen van een vraagcurve impliceert de mogelijkheid van een elasticiteit van de vraag en bijgevolg ook een trade-off tussen het aan te kopen volume en de prijs die ervoor betaald wordt.

Ter info wordt in het kader een niet-elastische vraagcurve beschreven.

Kader : niet-elastische vraagcurve

Een niet-elastische vraagcurve zou betekenen dat de gewenste capaciteit tegen elke prijs dient te worden aangekocht. In dit geval is de vraagcurve een verticale lijn (zie onderstaande figuur).



Bij een niet-elastische vraagcurve wordt het vooropgestelde volume dus aangekocht tegen om het even welke prijs, wat dan ook betekent dat de betrouwbaarheidsnorm altijd gerespecteerd wordt, in de veronderstelling dat er voldoende capaciteit aangeboden wordt en er dus een snijpunt tussen aanbodscurve en vraagcurve ontstaat.

De elasticiteit van de vraag impliceert, in tegenstelling tot bij een niet-elastische vraag, dat het aangekochte volume kan variëren in functie van de biedprijzen in de aanbodscurve. Het snijpunt tussen aanbodscurven en vraagcurve kan dus zowel links als rechts van het gewenste volume liggen.

Een normale vraagcurve impliceert dus dat de betrouwbaarheidsnorm dus niet ten allen tijde gerespecteerd moet worden.

5.2.5.2. *Toepassing van het proportionaliteitsprincipe*

164. Door het activeren van een CRM en het veilen van een bepaalde capaciteit, worden er enerzijds kosten gecreëerd (kosten verbonden aan de vergoeding die dient betaald te worden voor de beschikbaarheid van de gecontracteerde capaciteit) maar worden er ook kosten vermeden (de hoeveelheid energie die niet kan beleverd worden daalt, waardoor de maatschappelijke "schade" door afschakeling ten gevolge van een probleem van ontoereikendheid ook daalt). Hierbij mag niet uit het oog verloren worden dat zelfs met een CRM, waarbij de betrouwbaarheidsnorm gehaald wordt (dus voldoende gecontracteerde capaciteit), er nog steeds een resterende LoLE bestaat (overeenkomend met de betrouwbaarheidsnorm) en bijgevolg ook nog een hoeveelheid afgeschakelde of niet beleverde energie.

165. De toepassing van het proportionaliteitsprincipe houdt in dat de gemaakte kosten moeten opwegen tegen de voordelen die deze kosten met zich meebrengen. Hiermee wordt bedoeld dat de meerkost van de oplossing (het contracteren van een bepaald volume in een CRM-veiling met het oog op het voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm) proportioneel moet zijn met de vermindering van de kost van het probleem (kost van de niet geleverde energie die verbonden is met het niet respecteren van de betrouwbaarheidsnorm). De toepassing van het proportionaliteitsprincipe komt bijgevolg neer op een kostenbeperking van het CRM.

Rekening houdend dat de kost van niet beleverde energie het product is tussen de hoeveelheid niet beleverde energie (MWh) en de waarde van de niet beleverde energie (€/MWh), vertaalt het proportionaliteitsprincipe zich in volgende formule :

Cost CRM ≤ VoLL * ($EENS_{EOM}$ – $EENS_{CRM}$),

Waarbij :

Cost CRM : de kost van het CRM, zijnde de vergoeding die betaald wordt aan de capaciteitshouders in een CRM[28]

Deze kost kan als volgt uitgedrukt worden (zonder rekening te houden met de inkomsten uit payback) :

Cost CRM =$\sum_1^n Qi * Pi$

Waarbij

i = het rangnummer is van de gecontracteerde capaciteit,

Qi = het vermogen van deze gecontracteerde capaciteit,

Pi = de prijs die deze gecontracteerde capaciteit ontvangt.

Bij een *Pay-as-cleared* ontvangt elke gecontracteerde capaciteit dezelfde prijs, waardoor de formule vereenvoudigd wordt tot Q*P

met Q =de totaal gecontracteerde capaciteit

en P = de clearing prijs

[28] De kosten voor het organiseren van de veiling zelf (kosten voor de transmissienetbeheerder, FOD en CREG) worden hier niet meegerekend.

VoLL : Waarde van de verloren belasting (*Value of Lost Load*) voor de categorieën van verbruikers die eerst getroffen worden bij een eventuele activatie van een afschakelplan[29]

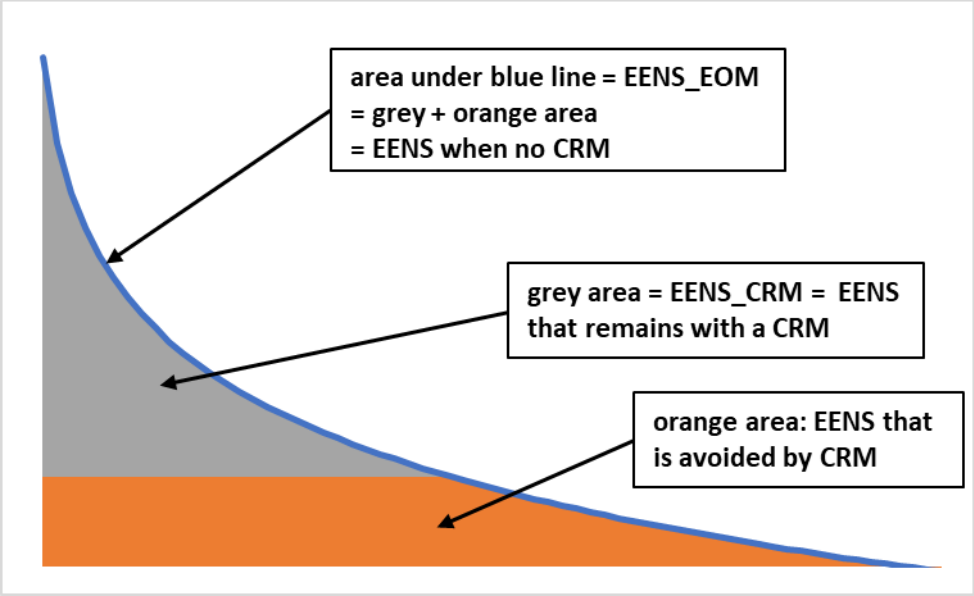
$EENS_{EOM}$: verwachte niet-geleverde energie (Expected Energy not Served) in de energiemarkt zonder CRM (EOM : *Energy Only Market*)

$EENS_{CRM}$: verwachte niet-geleverde energie (Expected Energy not Served) met CRM

Het verschil $EENS_{EOM}$ – $EENS_{CRM}$ komt overeen met de vermeden hoeveelheid afgeschakelde energie (in MWh) dankzij het CRM. De inschatting van de EENS-waarden moet door middel van een toereikendheidsanalyse uitgevoerd door de transmissienetbeheerder, zo correct mogelijk gebeuren teneinde de parameters voor het aan te kopen volume zo correct mogelijk te bepalen. Hierbij dient de reële EENS ingeschat te worden en niet de markt-EENS (zie opmerkingen in CREG-studie 1957 op Elia studie).

Het bekomen maximumbedrag voor het CRM voor een bepaald leveringsjaar dient vervolgens te worden opgesplitst tussen de T-4 en T-1 veilingen. Deze opsplitsing gebeurt proportioneel aan de veilingvolumes die voor deze 2 veilingen voorzien zijn, rekening houdende met een herberekening voor T-1.

Onderstaande figuur illustreert het effect van een CRM.



[29] Verbruikers waarbij de schade bij afschakeling zeer hoog ligt (ziekenhuizen, CEVESO-bedrijven, staalindustrie, …) hebben een zeer hoge VoLL. In principe, behoren deze verbruikers dus niet afgeschakeld te worden. Verder dient eveneens rekening gehouden te worden met het feit dat de VoLL afhankelijk is of de afschakeling hetzij onverwachts, hetzij mits pre-notificatie gebeurt. Vanzelfsprekend ligt de kost veroorzaakt door afschakeling lager indien de getroffen verbruikers hiervan op voorhand worden verwittigd. Bij een afschakeling omwille van problemen van toereikendheid, is de kans groot dat deze problemen voorzienbaar zijn en bijgevolg dient de gepaste VoLL in rekening te worden gebracht.

5.2.5.3. *Bepaling van het prijsplafond*

166. Artikel 7 *undecies*, §2 van de wet voorziet in het voorstellen van de prijslimieten, wat de maximale capaciteitsvergoeding is die de capaciteitsleveranciers na afloop van de veiling kunnen ontvangen. Het instellen van een prijslimiet biedt, in het geval van een *pay-as-cleared* mechanisme een ruimere zekerheid dan de instelling van een biedlimiet. Bij *pay-as-cleared* zou de clearing prijs (die elke capaciteitsleverancier ontvangt, hoger kunnen liggen dan zijn biedlimiet indien niet alle capaciteiten zouden onderworpen zijn aan dezelfde biedlimiet. Bij *pay-as-bid* is er geen verschillende impact tussen een prijslimiet en een biedlimiet.

167. De reden om een prijsplafond in te stellen is om de maximale capaciteitsvergoeding te beperken en aldus ook enigszins windfall profits te begrenzen.

168. De CREG stelt voor om dit prijsplafond te bepalen in functie van de zogenaamde *Net CoNE (Cost of New Entrant).* Deze *Net CoNE* is de *Gross CoNE* verminderd met de verwachte inkomsten uit de markt. Deze inkomsten zijn de gemiddelde verwachte inkomsten. De bepaling van de waarde van de Net CoNE zal in ieder geval conform moeten zijn met de methodologie die dient goedgekeurd te worden overeenkomstig artikel 23, 6 van de Elektriciteitsverordening.

169. De CREG stelt voor om het prijsplafond gelijk te stellen met de Net CoNE

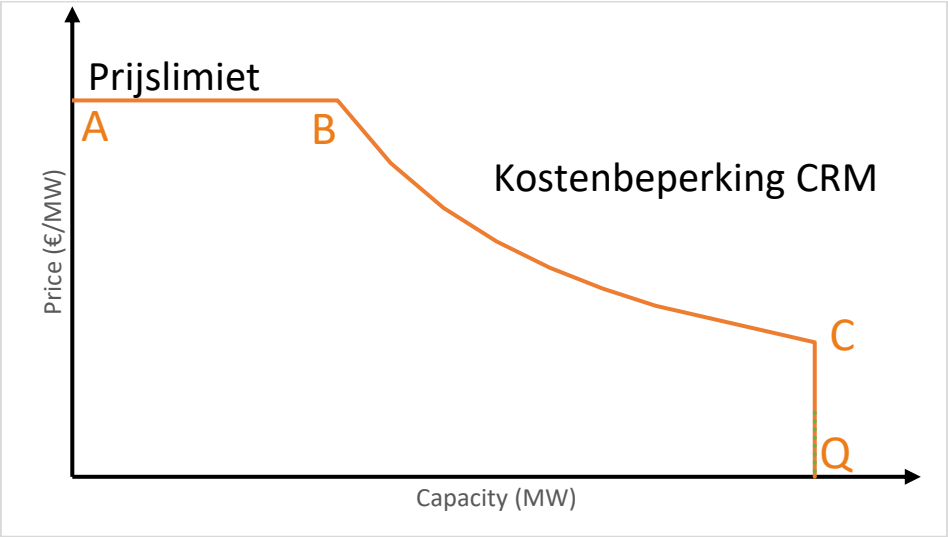
Prijsplafond = Net CoNE

5.2.5.4. *De vraagcurve*

170. De vraagcurve (zie onderstaande figuur) stelt de prijs voor in functie van de gecontracteerde capaciteit.

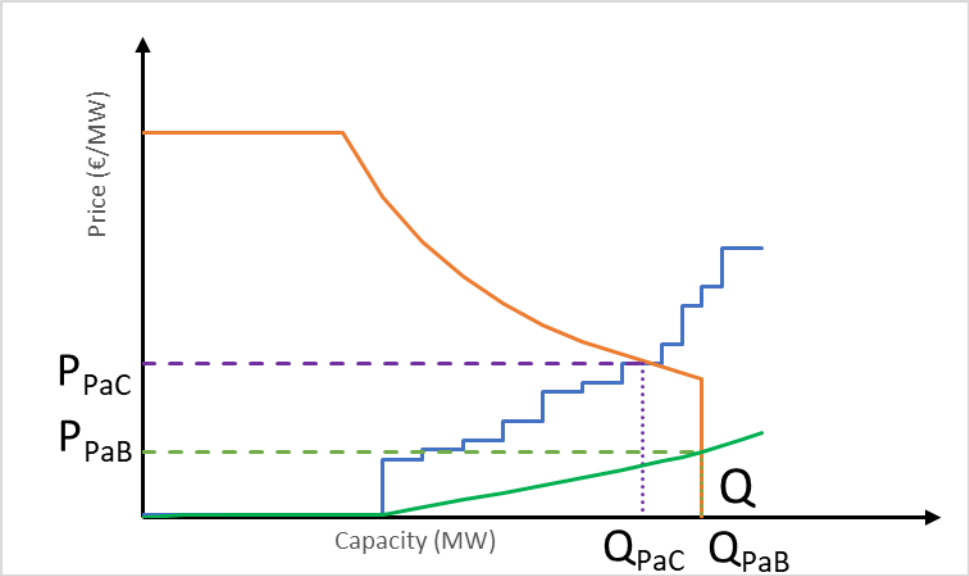
171. Naast de begrenzing van de totale CRM kost (B-C: proportionaliteitsprincipe), wordt de prijs ook begrensd door de invoering van een prijslimiet (A-B; zie 5.2.5.3) en door het beoogde veilingsvolume (C-Q).

172. Indien we ervan uitgaan dat met een CRM de betrouwbaarheidsnorm gehaald wordt (wat niet noodzakelijk het geval is, zie infra), dan is de gemiddelde niet geleverde energie met een CRM ($EENS_{CRM}$) een waarde die volgt uit de simulaties. De maximale kost van het CRM is in dit geval een vast bedrag, namelijk "VoLL * ($EENS_{EOM}$ – $EENS_{CRM}$)". De vraagcurve wordt dan een hyperbool die begrensd is door enerzijds de prijslimiet en anderzijds het beoogde veilingsvolume (zie onderstaande figuur).



5.2.5.5. *Pay-as-bid versus Pay-as-cleared.*

173. De prijsvorming in het veilingsproces maakt niet expliciet deel uit van de parameters om het aankoopvolume te bepalen (hiervoor kan verwezen worden naar de Design Note van Elia "Auction process" waarover een raadpleging werd gehouden tussen 2 oktober en 30 oktober 2019). Toch meent de CREG dat er een duidelijk verband bestaat tussen het prijsvormingsproces en het aangekochte volume op basis van de vraagcurve mechanisme. Dit wordt hierna toegelicht aan de hand van onderstaande figuur.



174. Naast de vraagcurve (oranje lijn), wordt ook de aanbodscurve (blauwe lijn) weergegeven. Met betrekking tot de aanbodscurve is het belangrijk om te noteren dat er wordt uitgegaan dat de capaciteit wordt ingeboden tegen enkel de *missing money*, overeenkomstig het vijfde principe (zie hoofdstuk 5.1.5 Principe 5). Binnen het CRM is er immers geen reden om nog een inframarginale rente te bekomen door de capaciteitsleveranciers, welke een windfall profit betekenen.

175. Met uitsluiting van de toepassing van de *intermediate price caps*, ontvangt elke capaciteitsleverancier bij een *pay-as-cleared* dezelfde prijs, namelijk de clearing price (P_{PaC} : paarse onderbroken lijn). Deze clearing price wordt bepaald door het snijpunt van de vraagcurve (oranje lijn) met de aanbodscurve (blauwe lijn). Het aangekochte volume wordt eveneens bepaald door dit snijpunt, namelijk Q_{PaC}.

176. Bij toepassing van een *pay-as-bid*, ontvangt elke capaciteitsleverancier de door hem geboden prijs (blauwe lijn). Het aangekochte volume wordt in dit geval bepaald door het snijpunt van de vraagcurve met de gewogen gemiddelde prijs van de biedingen (groene volle lijn).

177. Per definitie zal de curve met de gewogen gemiddelde prijzen van de biedingen nooit hoger liggen dan de aanbodscurve. Enkel in het hypothetische geval waarbij alle capaciteit tegen een zelfde prijs wordt aangeboden, vallen deze 2 curves samen (op een horizontale lijn). Dit betekent dat het aangekochte volume in *pay-as-bid* meestal hoger zal liggen dan bij *pay-as-cleared*, en dit tegen een totale kost die even hoog (in het geval de groene curve de hyperbool snijdt) of lager (in het geval de groene curve de verticale begrenzing, zijnde het beoogde veilingsvolume) snijdt.

178. De CREG meent dat dit een bijkomend argument is om een *pay-as-bid* te verkiezen boven een *pay-as-cleared*.

5.2.5.6. Verfijning van de vraagcurve

179. In de vraagcurve zoals hierboven beschreven, werd uitgegaan dat bij de keuze om over te gaan tot een veiling in het CRM, de betrouwbaarheidsnorm zou gehaald worden. Hieruit volgt dat de resterende EENS de niet-geleverde energie is gedurende de LoLE-uren. Indien echter het beoogde veilingsvolume, nodig om de betrouwbaarheidsnorm te halen, niet gerespecteerd kan worden binnen de gestelde kostenlimiet, dan wordt er minder capaciteit gecontracteerd dan het beoogde volume en heeft dit een invloed op de EENS en dus ook op de kostenlimiet voor een CRM. De vraagcurve moet in dit geval aangepast worden om rekening te houden met de nieuwe EENS-waarden.

180. Op basis van de EENS-waarden berekend door de netbeheerder voor verschillende waarden van gecontracteerde capaciteit zal de CREG dus een aangepaste vraagcurve opstellen die zal gebruikt worden om het te contracteren volume te bepalen.

5.2.5.7. Meerjarencontracten

181. Meerjarencontracten bieden aan de capaciteitshouder een bijkomende zekerheid van een capaciteitsvergoeding over een bepaalde periode. Capaciteiten die in aanmerking komen voor meerjarencontracten, hebben per definitie ook behoefte aan investeringen en worden dus geconfronteerd met hogere kosten, maar krijgen ook de mogelijkheid om deze bijkomende kosten te spreiden over de looptijd van een langdurig contract. Zoals beschreven in het tweede principe (zie hoofdstuk 5.1.2 Principe 2), dient vermeden te worden dat dure capaciteit met een meerjarencontract in de latere jaren zou verhinderen dat goedkopere capaciteit kan worden gecontracteerd. Een dergelijk geval riskeert zich vooral voor te komen indien het ontoereikendheidsprobleem afneemt na het eerste leveringsjaar van het meerjarencontract. In dit hoofdstuk stelt de CREG een oplossing voor dit probleem voor.

182. De meest voor de hand liggende manier en meest sluitende om dit probleem te vermijden, is de capaciteitsvergoeding in de volgende jaren van het meerjarencontract te laten te beperken tot net onder de maximale gecontracteerde capaciteitsvergoeding. De CREG meent echter dat de bestaansreden van een meerjarencontract, namelijk de zekerheid op een bepaalde capaciteits-vergoeding gedurende de looptijd van het contract waardoor bepaalde kosten gespreid kunnen worden in de tijd en een aldus een meer competitieve prijs in het CRM kan worden geboden, moet behouden blijven.

183. De CREG stelt daarom voor om, enkel in het geval van een gemiddeld dalende EENS_EOM een prijslimiet op te leggen voor meerjarige contracten. Deze prijslimiet mag uiteraard niet hoger zijn dan het algemene prijsplafond voor de veiling (zie hoofdstuk 5.2.5.3).

184. De prijslimiet voor meerjarencontracten ($Prijslimiet_{mjc}$) wordt als volgt bepaald :

$Prijslimiet_{mjc}$ = Minimum[Prijsplafond ; GTK_{mjc} / totaal volume]

Waarbij :

GTK_{mjc} : Gemiddelde totale vermeden EENS-kost berekend voor de jaren met een gemiddeld dalende vermeden EENS vanaf het leveringsjaar. De berekening gebeurt door de gemiddelde vermeden EENS (verschil tussen EENS zonder nieuwe CRM-veiling en EENS met CRM-veiling) te vermenigvuldigen met de VoLL.

Totaal volume : totaal veilingsvolume voor een leveringsjaar.

185. Deze prijslimiet wordt toegepast tijdens de veiling en moet ingeschreven worden in het veilingsalgoritme.

5.2.6. Input data van de netbeheerder

186. Om de beschreven methodologie toe te passen, heeft de CREG bepaalde resultaten nodig uit de simulaties, gemaakt door de transmissienetbeheerder, om de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening te beoordelen en om de nodige capaciteit te bepalen.

Onderstaande lijst bevat geeft een niet exhaustief overzicht van de nodige studies en parameters :

De CREG meent dat een beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening, volgens de principes zoals bepaald in artikel 24 van de Elektriciteitsverordening, jaarlijks moet worden uitgevoerd vanaf het jaar voorafgaand aan de eerste T-4 veiling en dit minstens tot het einde van de periode waarin het CRM van toepassing is, met daarin minstens opgenomen:

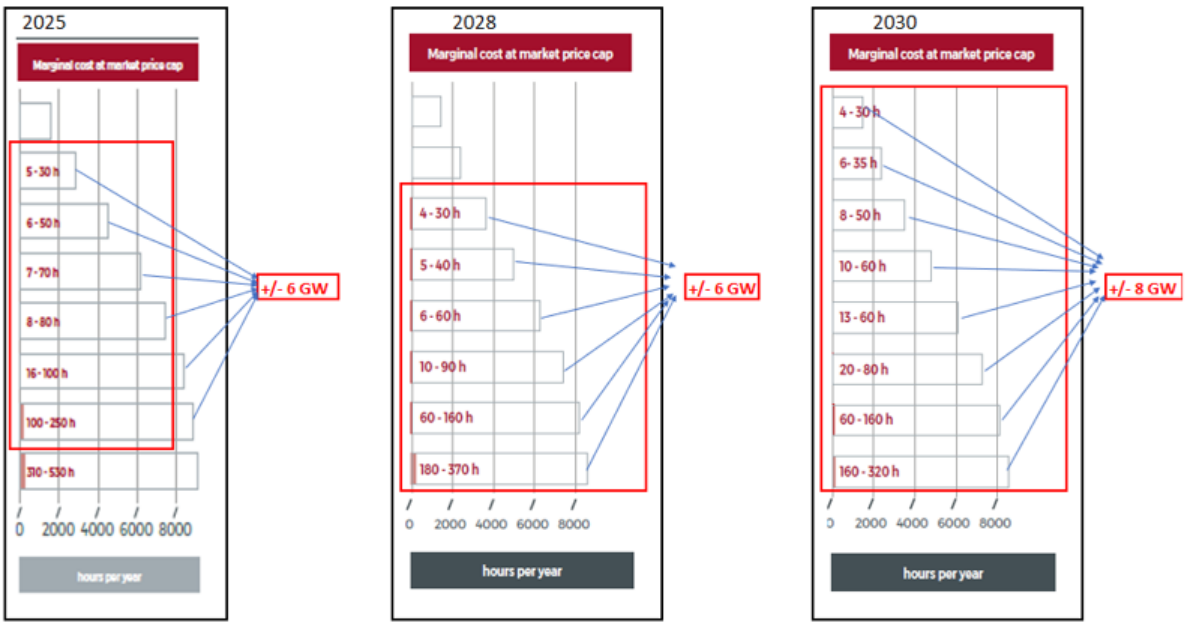
- De reële LoLE en EENS waarden zonder enige toekomstige CRM-veiling, (maar wel rekening houdend met de eventueel reeds gecontracteerde CRM-capaciteit;
- De reële LoLE en EENS waarden met een toekomstige CRM-veiling en dus bijkomende capaciteit, in stappen van 100 MW, tot op het moment dat de betrouwbaarheidsnorm gerespecteerd wordt;
- Het aantal uren dat de capaciteit nodig is per jaar om de totale piekcapaciteit af te dekken;
- De onzekerheidsmarge vervat in de volumeberekening
- Het niet in aanmerking komende volume per technologie en de bijhorende reductiefactoren
- Het verzekerde volume en de reductiefactoren
- De gedetailleerde resultaten van de economische leefbaarheidsanalyse, inclusief de resultaten van de marktprijzen en marktinkomsten voor de bestaande en nieuwe capaciteiten.

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

Andreas TIREZ	Laurent JACQUET	Koen LOCQUET
Directeur	Directeur	Wnd. Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1 – Illustratie van de bepaling van het T-1 volume aan de hand van de resultaten van de studie van Elia van juni 2019

1. In de Elia studie van juni 2019 worden de resultaten voor het aantal draaiuren van capaciteit met een marginale kost gelijk aan de market price cap, om het *Gap volume* op te vullen gegeven voor de gesimuleerde jaren 2025, 2028 en 2030. De resultaten voor 2025 zijn te vinden in figuur 4-43 op p159 en de resultaten voor 2028 en 2030 bevinden zich in bijlage H.3. Hieronder wordt een uittreksel van deze resultaten hernomen.

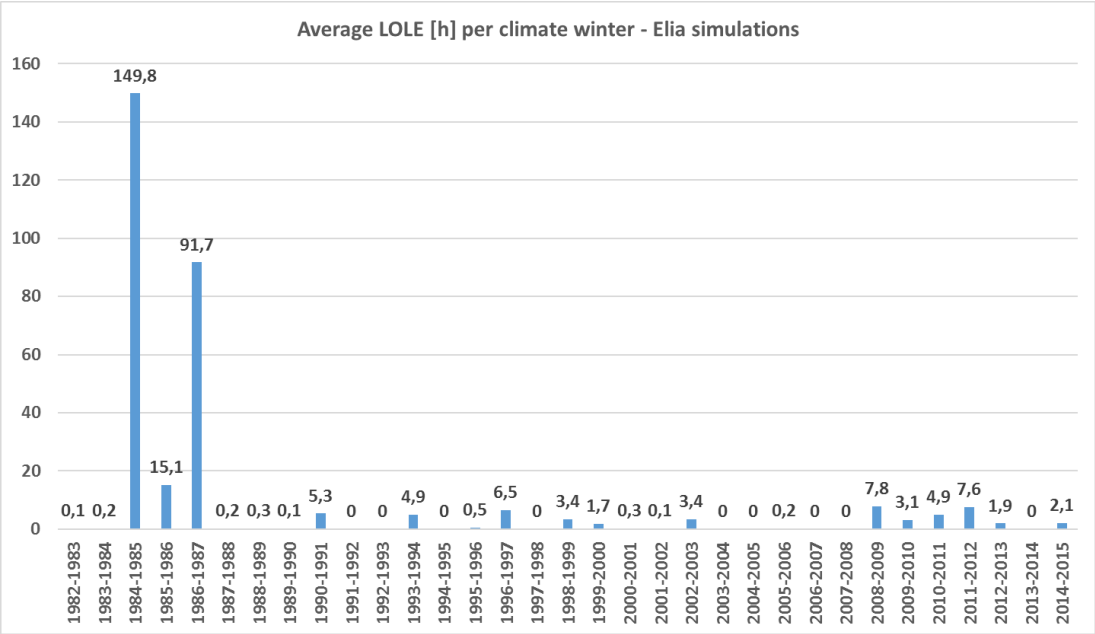


2. Elk blok vertegenwoordigt 1000 MW. De rode cijfers (bv "5-30 h") geven links het gemiddeld aantal draaiuren aan en rechts het aantal draaiuren in een extreem scenario (P95).

3. De toepassing van de in hoofdstuk 5.2.4 beschreven methodologie resulteert, zoals aangeduid op bovenstaande figuur, in een volume van 6 GW voor de jaren 2025 en 2028 en 8 GW voor 2030.

BIJLAGE 2 – Impact van de winters 1984-85 en 1986-87 op de resultaten van de toereikendsheidsanalyse

De analyse van de gedetailleerde resultaten van de studie van Elia (resultaten van Elia die niet gepubliceerd werden) tonen aan dat 78% van de LoLE uren veroorzaakt wordt door de twee zeer strenge winters in 1985 en 1987, zoals te zien op de onderstaande figuur (voor de base-case).



Gelijkaardige patronen kunnen vastgesteld worden voor het HiLo-scenario en voor de jaren 2028 en 2030.

De impact van deze strenge winters op de EENS-waarden wordt geïllustreerd in de onderstaande tabellen voor de verschillende scenario's.

Distribution of LoLE hours for 330 simulations (10 simulations per winterperiod)							
	Average LoLE	Sum of LoLE hours	LoLE hours in 84-85	LoLE hours in 86-87	LoLE% in 84-85	LoLE% in 86-87	Total % LoLE hours in winter periods 84-85 and 86-87
Base25	9.4	3112	1498	917	48%	29%	78%
Base28	6.0	1972	936	699	47%	35%	83%
Base30	6.0	1989	584	464	29%	23%	53%
HiLO25	10.5	3457	1503	857	43%	25%	68%
HilO28	6.9	2262	990	783	44%	35%	78%
HiLO30	6.2	2041	655	527	32%	26%	58%

Distribution of EENS for 330 simulations (10 simulations per winterperiod)							
	Average EENS (GWh)	Sum of EENS (GWh)	EENS in 84-85 (GWh)	EENS in 86-87 (GWh)	EENS% in 84-85	EENS% in 86-87	Total % EENS in winter periods 84-85 and 86-87
Base25	23.4	7709	4518	2340	59%	30%	89%
Base28	13.3	4384	2189	1827	50%	42%	92%
Base30	6.5	2143	795	863	37%	40%	77%
HiLO25	21.3	7042	3736	2028	53%	29%	82%
HilO28	14.0	4612	2130	2013	46%	44%	90%
HiLO30	6.4	2107	772	882	37%	42%	79%

De impact hiervan op de resultaten van de Elia-simulaties is mogelijk zeer groot. De CREG doet op basis van de gegevens die ze van Elia ontving, de volgende vaststellingen voor het basisscenario:

Voor 2025

Indien de winters 1984-1985 en 1986—1987 niet beschouwd worden, zakt de gemiddelde LoLE van 9.4 uur naar 2.2 uur.

Indien enkel de laatste 20 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 2,2 uur.

Indien enkel de laatste 10 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 2,8 uur.

⇨ Dit is telkens lager dan de huidige LoLE-norm van 3 uur

Voor 2028

Indien de winters 1984-1985 en 1986—1987 niet beschouwd worden, zakt de gemiddelde LoLE van 5.9 uur naar 1.1 uur.

Indien enkel de laatste 20 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 1.1 uur.

Indien enkel de laatste 10 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 1.1 uur.

⇨ Dit is telkens lager dan de huidige LoLE-norm van 3 uur

Voor 2030 - base

Indien de winters 1984-1985 en 1986—1987 niet beschouwd worden, zakt de gemiddelde LoLE van 6.0 uur naar 3.0 uur.

Indien enkel de laatste 20 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 2.9 uur.

Indien enkel de laatste 10 jaar beschouwd worden is de gemiddelde LoLE 2.6 uur.

⇨ Dit is telkens lager dan de huidige LoLE-norm van 3 uur

De CREG meent dat de bepaling van de in rekening te brengen klimaatjaren op wetenschappelijk onderbouwde basis moet gebeuren.

BIJLAGE 3 – Reacties op de openbare raadpleging betreffende het ontwerpvoorstel (E)2064 van de CREG