

# Nota

(Z)2154

30 november 2020

Nota als reactie op de openbare raadpleging georganiseerd door ELIA over de methodologie, de basisgegevens en -scenario's voor de studie van de bevoorradingszekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2022-2032

Uitgevoerd met toepassing van artikel 23, §2, tweede lid, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
1. INLEIDING .....	3
2. Algemene opmerkingen .....	3
3. Openbare Raadpleging .....	4
4. Basisgegevens.....	4
4.1. Basisscenario .....	4
4.2. Normalisatie van de elektriciteitsvraag.....	5
4.3. Warmtekrachtkoppeling .....	5
5. Methodologie .....	5
5.1. Economic Viability Analysis .....	6
5.2. Balancing reserves.....	7
5.3. Klimaatjaren .....	7
5.4. Price caps.....	9
5.5. Vraagbeheer / Noodstroom .....	10
5.6. Betrouwbaarheidsnorm .....	11
5.7. Scarcity pricing .....	11
5.8. Forced Outage .....	12
6. Finaal rapport .....	13
6.1. Resultaten van de Raadpleging .....	13
6.2. Transparantie .....	13
BIJLAGE 1 .....	14

## **1. INLEIDING**

1. In de huidige nota geeft de CREG een aantal opmerkingen op de informatie die Elia beschikbaar stelde naar aanleiding van de consultatie van Elia over de studie van de bevoorradingzekerheid en de behoefte aan flexibiliteit voor het Belgische elektriciteitssysteem voor de periode 2022-2032 (hierna : A&F-studie2022-2032"). De CREG hoopt dat deze input Elia zal helpen om de bevoorradingzekerheidsstudie 2022-2032 beter te onderbouwen en robuuster te maken.
2. De CREG behoudt zich het recht om ook later nog opmerkingen te maken over de methodologie, assumpties en scenario's van de A&F-studie in het algemeen en over het voorliggende consultatiedocument in het bijzonder.
3. Deze nota werd goedgekeurd op het directiecomité van de CREG op 30 november 2020.

## **2. ALGEMENE OPMERKINGEN**

4. De CREG meent dat de intentie van Elia om uitgebreider te consulteren dan bij de Elia-studie van Juni 2019, een positieve evolutie is.
5. De intentie om zo veel als mogelijk de door ACER goedgekeurde methodologie voor een ERAA te volgen, wordt eveneens ondersteund door de CREG.
6. Gezien de vorige studie gebruikt werd als basis om de noodzaak van de invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) te motiveren bij de aanmelding bij de Europese Commissie in december 2019 en, volgens de CREG, dus de functie van een nationale toereikendheidsanalyse vervult, zoals bedoeld in artikel 24 van de Europese Elektriciteitsverordening (EU)2019/943, meent de CREG dat de consultatie zo breed mogelijk georganiseerd dient te worden op alle aspecten van de toekomstige analyse. Het voorbehoud dat Elia maakt, waarbij geen enkele garantie geboden wordt dat de methodologische aspecten daadwerkelijk geïmplementeerd worden, is volgens de CREG onaanvaardbaar.
7. De CREG meent dat het belangrijk is op te merken dat het eenmalige korte overleg tussen de CREG en Elia niet geleid heeft tot een eensgezind standpunt over de verschillende aspecten die ter consultatie worden voorgelegd.
8. De CREG verwijst naar haar studie (F)1957 van 11 juli 2019 waarin zij tal van opmerkingen had op de hypothesen en methodologie die Elia gebruikte bij de studie van juni 2019. Hoewel een aantal van deze opmerkingen behandeld lijken te worden in de huidige consultatie, meent de CREG dat de studie (F)1957 nog steeds opmerkingen bevat die ook ten aanzien van de komende bevoorradingzekerheidsstudie blijven gelden.

### 3. OPENBARE RAADPLEGING

9. Hoewel de titel van de raadpleging van Elia inzake de raadpleging laat vermoeden dat de raadpleging alle aspecten betreft (“...over de methodologie, de basisgegevens en -scenario’s voor de studie”), stelt de CREG vast dat de inleiding van de nota “Public consultation on the methodology” bepaalt dat de raadpleging over de methodologie zich beperkt tot de wijzigingen in de methodologie. Verder in dezelfde nota wordt dan weer aangegeven dat opmerkingen op de methodologie, die werd gebruikt bij de vorige studie, welkom zijn. De CREG betreurt deze tegenstrijdige informatie in het consultatiedocument, wat allerminst bevorderlijk is voor een efficiënte consultatie. Verder meent de CREG dat de huidige consultatie over de (wijzigende) methodologische aspecten geen reden vormen om deze aspecten als definitief en onwijzigbaar te beschouwen en uit te sluiten van consultaties in de toekomst voor de volgende bevoorradingszekerheidsstudies.

10. Gezien de onzekerheid over welke methodologie effectief realiseerbaar zal zijn en gezien de onbeschikbaarheid van de gegevens van de andere landen, meent de CREG dat het einde van de consultatieperiode, namelijk eind november 2019, te vroeg komt en dat de consultatieperiode hetzij langer had moeten duren hetzij later had moeten starten.

### 4. BASISGEGEVENS

#### 4.1. BASISSCENARIO

11. Het basisscenario of “*central scenario*” dat door Elia voorgesteld wordt houdt rekening met het laatste NEKP (Nationaal Energie- en Klimaatplan, NECP : Engelstalige afkorting) voor België en de NEKP’s/MAF studie voor de overige landen. Het centrale scenario kan beschouwd worden als een “*current/stated policies*”-scenario (zie slide 14 van de presentatie ter consultatie).

12. De CREG merkt vooreerst op dat de data van het MAF (Mid-term Adequacy Forecast) nog niet beschikbaar zijn op het moment van de consultatie, wat de openbare raadpleging van Elia onvolledig maakt. In de Excel wordt aangegeven dat de data voor de andere landen gebaseerd zal worden op :

- MAF 2020
- PLEF Generation adequacy study
- Ten-year Network Development Plan 2020
- Latest available market information

Het is vooreerst niet duidelijk welke data Elia zal gebruiken in geval van verschillen tussen de data van de diverse geciteerde bronnen. Op het moment van de consultatie is er evenmin duidelijkheid welke data het MAF 2020 zal gebruiken.

13. Verder stelt de CREG vast dat Elia voortelt om voor de A&F studie 2022-2032 de “*current/stated policies*” te gebruiken, terwijl in de Elia-studie van juni 2019 het basisscenario het “*WAM scenario*” (“*with additional measures*”) en niet het WEM (“*with existing measures*”) gekozen werd. Dit lijkt op het eerste zicht een minder ambitieus scenario dan in de vorige Elia-studie. De CREG meent dat de keuze van dit scenario onvoldoende gemotiveerd werd. De CREG is van mening dat hoe dan ook de

impact van de coronacrisis op de elektriciteitsvraag moet meegenomen worden, ongeacht een WAM of WEM scenario.

14. De CREG beschouwt de bevoorradingszekerheidsstudie 2022-2032 als een nationale toereikendheidsbeoordeling in de zin van artikel 24 van de Elektriciteitsverordening (EU)2019/943. Deze nationale beoordeling kan rekening houden met bijkomende gevoeligheden ten opzichte van het referentiescenario (MAF 2020 volgens Elia) en daarbij :

a) uitgaan van veronderstellingen, rekening houdend met de specifieke kenmerken van de nationale vraag naar en het nationale aanbod van elektriciteit;

b) gebruikmaken van aanvullende instrumenten en recente gegevens die aanvullend zijn welke het ENTSB voor elektriciteit gebruikt voor de Europese beoordeling van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening.

De CREG stelt vast dat, gezien de onbeschikbaarheid van de data voor het referentiescenario, er ook geen duidelijkheid gegeven wordt over welke punten deze nationale toereikendheidsbeoordeling afwijkt van het referentiescenario.

15. Gezien de mogelijkheid van een nucleaire verlenging die in het regeerakkoord werd voorzien, stelt de CREG voor dat Elia zich bij de regering informeert of dit ook als een alternatief scenario moet gesimuleerd worden.

## **4.2. NORMALISATIE VAN DE ELEKTRICITEITSVRAAG**

16. De elektriciteitsvraag wordt “genormaliseerd”. De CREG vraagt aan Elia om te verduidelijken hoe en met welke parameters deze normalisatie gebeurt. Daarbij stelt zich ook de vraag of de parameters voor de normalisatie van de elektriciteitsvraag voldoende rekening houden met de effecten van klimaatverandering (gemiddeld hogere temperaturen en minder extreem koude winters).

## **4.3. WARMTEKRACHTKOPPELING**

17. Elia stelt voor om warmtekrachtkoppeling als “policy driven” te beschouwen en dus uit te sluiten van de economische leefbaarheidstest. De CREG meent dat warmtekrachtkoppeling wel het voorwerp moet uitmaken van de economische leefbaarheidstoets en dat daarbij ook rekening dient gehouden te worden met andere inkomsten dan deze uit elektriciteit (inkomsten uit warmte en eventueel in een sensitiviteitsanalyse subsidies).

# **5. METHODOLOGIE**

18. Wat betreft de methodologische aspecten die ter consultatie worden voorgelegd, geeft Elia geen enkele garantie over de toepassing ervan. De toepassing ervan wordt afhankelijk gemaakt van een “feasability assessment”. De CREG meent dat dergelijke haalbaarheidsstudie had moeten uitgevoerd worden, voorafgaand aan deze openbare raadpleging. Het voorbehoud dat Elia in haar consultatiedocument maakt, door geen enkele garantie te geven, en dus ook geen duidelijkheid te scheppen over welke methodologie zal worden toegepast, maakt de consultatie ontoereikend.

19. De CREG begrijpt de argumentatie van Elia niet, om zich te verschuilen achter de beperkte beschikbare tijd voor het uitvoeren van deze studie. Het wettelijk kader voor deze

bevoorradingzekerheidsstudie is al meerdere jaren gekend, en de voorgestelde methodologische aanpassingen hadden op basis van de opmerkingen van de CREG op de Elia-studie van 2019, reeds verder bestudeerd kunnen worden zonder de goedgekeurde methodologie voor de ERAA van ACER af te wachten.

## 5.1. ECONOMIC VIABILITY ANALYSIS

20. De CREG stelt vast dat Elia de mediaan-benadering voor de inschatting van de inkomsten (zoals toegepast inde Elia-studie van juni 2019) wenst te verlaten. De CREG meende dat de mediaan-benadering aanleiding gaf tot een grote onderschatting van de marktinkomsten. De huidige voorgestelde methodologie om de economische leefbaarheid te evalueren, is een verbetering ten opzichte van de arbitraire keuze om de mediaan van de inkomsten te gebruiken.

21. De CREG meent evenwel dat er nog een aantal onduidelijkheden blijven bestaan over hoe de voorgestelde methodologie effectief zal worden toegepast door Elia en hoe de WACC en de hurdle rate zullen gekalibreerd worden.

22. De door Elia voorgestelde methodologie beperkt zich tot een kwalitatieve beschrijving van een aantal principes, maar zonder enig kwantitatieve evaluatie. De CREG meent dat de consultatie van Elia op dit punt te kort schiet (of te vroeg komt). Zonder enige kwantitatieve voorstellen in de raadplegingsdocumenten, kunnen marktspelers niet adequaat en grondig reageren.

23. Elia stelt voor om een WACC van 7% te gebruiken. De specifieke hurdle premium zal hieraan toegevoegd worden. Het is de CREG niet duidelijk uit de informatie die ter consultatie voorligt, hoe deze WACC van 7% werd bepaald door Elia. In ieder geval moet vermeden worden dat bepaalde risico's dubbel ingedekt worden en of het toevoegen van een specifieke hurdle premium geen dubbeltelling inhoudt van het risico.

24. De CREG wenst te benadrukken dat de rol van langetermijnmarkten (forward markets) moet meegerekend worden. De CREG heeft dit meer in detail uitgelegd in een document dat naar Elia en andere aanwezigen gestuurd is (zie bijlage bij onderhavige nota).

25. Het directe gevolg van het meerekenen van forward markets in de 'economic viability analysis' is dat er moet gerekend worden met de verwachte waarde van de gesimuleerde resultaten ten gevolge van de verschillende historische klimaatjaren en de verschillende onverwachte pannes. Indien de gesimuleerde resultaten een gelijke waarschijnlijkheid hebben, dan komt dit neer op het nemen van het gemiddelde.

26. De CREG merkt op dat in de Economic Viability Analysis (EVA) geen rekening gehouden wordt met de mogelijkheid om productie op de site van de consument te installeren (zogenaamd "behind-the-meter"). Deze capaciteit heeft het voordeel dat er bepaalde belangrijke reducties mogelijk zijn wat betreft netwerk- en andere kosten waardoor de winstgevendheid sterk verbetert (en dus de bevoorradingzekerheid). In haar studie n°1957 heeft de CREG deze opmerking al gemaakt en verwezen naar haar studie n° 1583 die net dat aspect behandelt heeft<sup>1</sup>. De CREG vraagt dat Elia met dit belangrijk type capaciteit rekening gehouden wordt in de A&F studie.

27. In de analyse van de gedetailleerde resultaten van de A&F studie van juni 2019, heeft de CREG opgemerkt dat Elia 330 simulatiejaren gebruikt om de bevoorradingzekerheid te analyseren en dat in dezelfde studie slechts 33 simulatiejaren gebruikt worden voor de EVA. Bovendien blijkt dat het gemiddeld aantal uren schaarste in de EVA veel lager ligt dan in de analyse van de

---

<sup>1</sup> CREG-studie 1583 over "de winstgevendheid van lokale, stuurbare productie-eenheden: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1583NL.pdf>

bevoorradingzekerheid. Onder meer deze twee inconsistenties zorgen ervoor dat de winstgevendheid van bestaande en nieuwe capaciteit sterk onderschat werd in de A&F studie van juni 2019. De CREG dringt er dan ook op aan dat de EVA net dezelfde simulatiejaren gebruikt als de analyse van de bevoorradingzekerheid. Dit is ook een verplichting die volgt uit artikel 7 van de door ACER goedgekeurde ERAA methodologie.

28. Verder meent de CREG dat de economische leefbaarheidsanalyse niet enkel voor Belgische capaciteiten moet gebeuren maar eveneens voor buitenlandse capaciteiten.

29. Ten slotte wenst de CREG te benadrukken dat de wijze waarop met risico wordt omgegaan in de A&F studie consequent doorgetrokken moet worden in de berekening van de CoNE en dus ook van de betrouwbaarheidsnorm. Deze vraag voor een logisch consistente aanpak is overigens een expliciete verplichting uit artikel 6 van de door ACER goedgekeurde ERAA methodologie.

## **5.2. BALANCING RESERVES**

30. Landen met een reactieve netbeheerder, zoals België, waarbij de netbeheerder de marktspelers zoveel mogelijk aanspoort om het onevenwicht op te lossen en zelf een reactieve houding inneemt, hebben doorgaans gedurende de overgrote meerderheid van de tijd nog veel beschikbare reserves. Uit een analyse van de CREG blijkt dat de laatste jaren meer dan 80% van de FRR-reserve beschikbaar was gedurende 99% van de tijd. Het meerekenen van balancing reserves kan dus een significante impact hebben op de gemiddelde LoLE en EENS.

31. Artikel 4.6(g).ii van de door ACER goedgekeurde ERAA methodologie stelt dat enkel als balancing reserves niet kunnen gemodelleerd worden, de FCR en FRR niet meegerekend moeten worden om afschakeling te vermijden. De CREG verwacht van Elia dat ze de balancing reserves modelleert, in het bijzonder de FRR-reserves, en deze op gepaste wijze mee in beschouwing neemt in de A&F studie om zo LoLE-uren te vermijden, zoals dat in een reële situatie ook het geval zal zijn.

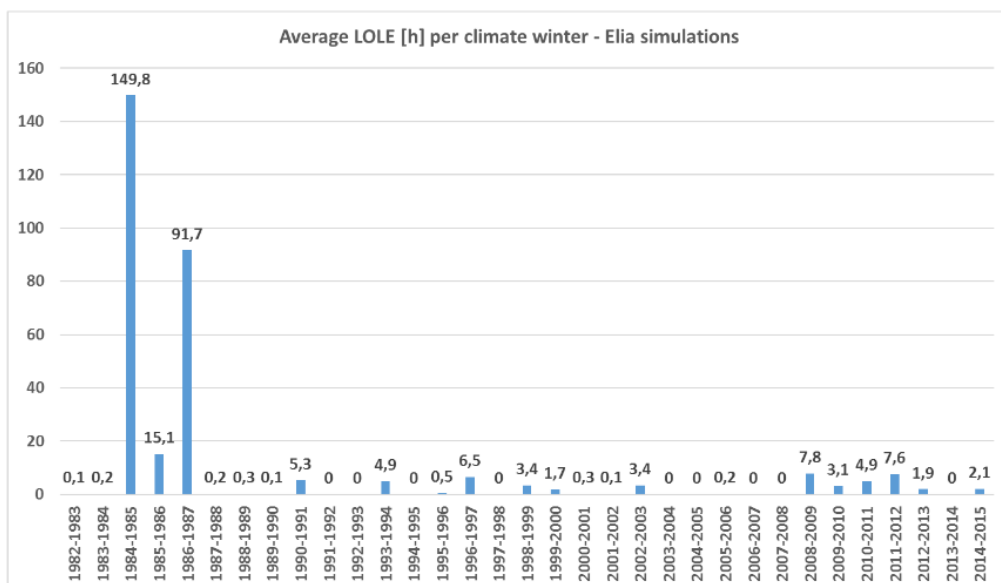
## **5.3. KLIMAATJAREN**

32. De CREG wenst vooreerst het belang te onderstrepen van de klimaatjaren die gebruikt worden voor het uitvoeren van een bevoorradingzekerheidsstudie.

De analyse van de CREG van de Elia studie van juni 2019 toont aan dat de klimaatjaren die worden in rekening gebracht in de Monte-Carlo trekkingen heel determinerend zijn op de resultaten. Op basis van niet-gepubliceerde gegevens die de CREG van Elia verkreeg kon worden aangetoond (zie nota CREG (Z)2050<sup>2</sup> dat meer dan 78% van de LoLE uren in het 2025-basisscenario, die gebruikt worden om een gemiddelde LoLE te berekenen, afkomstig zijn van de 2 strenge winter in het begin van de klimaatdatabase (1984-85 en 1986-87) (Ter illustratie zie hieronder de verdeling van de LoLE uren per klimaatjaar).

---

<sup>2</sup> Nota (Z)2050 van 16 januari 2020, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Notes/Z2050EN.pdf>



De CREG meende dat het in rekening brengen van 34 klimaatjaren, elk met een zelfde gewicht, geen rekening hield met de effecten van de klimaatverandering en dat een meer wetenschappelijke benadering nodig was. De studie “Winter is leaving”, uitgevoerd door klimaatexperten van de VUB<sup>3</sup>, toonde onder meer aan dat de kans op extreem strenge winters in België en de buurlanden daalt ten gevolge van de klimaatverandering.

33. De door ACER goedgekeurde methodologie laat voor het centrale scenario 3 opties toe :

- i. *rely on a best forecast of future climate projection;*
- ii. *weight climate years to reflect their likelihood of occurrence (taking future climate projection into account); or*
- iii. *rely at most on the 30 most recent historical climatic years included in the PECD.*

34. Bij het gebruik van historische klimaatjaren (optie 3), zoals ook gebeurde bij de Elia-studie van juni 2019, mogen maximaal de 30 meest recente klimaatjaren gebruikt worden. Deze optie kan zonder extra werk door Elia, rechtstreeks, toegepast worden. Alle andere omstandigheden constant gehouden, zou deze methode het toereikendheidsprobleem dat Elia in juni 2019 vaststelde voor België drastisch verminderen en mogelijk zelfs elimineren.

35. Elia stelt dat optie 1 de “meest geprefereerde” optie is. De CREG meent dat de opsomming van de verschillende opties geen hiërarchie inhoudt en dat optie 1 niet beter of slechter beschouwd kan worden dan elk van de andere opties.

36. Tijdens een samenwerkingsvergadering stelde Elia dat de derde optie, waarbij de klimaatdatabase beperkt wordt tot 30 historische klimaatjaren “statisch niet sound” was. De CREG meent dat de uitbreiding tot 34 klimaatjaren, dus 4 extra klimaatjaren, waarbij twee extreem strenge winters, zeker niet als meer representatief voor de toekomstige klimaatjaren kan beschouwd worden dan het gebruik van 30 historische klimaatjaren. Het in rekening brengen van twee extreem strenge winters, lijkt eerder een ontkenning van de klimaatverandering in te houden.

De door Elia voorgestelde optie om 200 synthetische klimaatjaren te gebruiken, zoals door RTE gebruikt op basis van simulaties van MétéoFrance, biedt onvoldoende zekerheid inzake de

<sup>3</sup> Studie “Winter is leaving”, [https://cris.vub.be/files/51473222/CREG\\_Report\\_FINAL.pdf](https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf)



representativiteit van deze klimaatjaren. Het is onduidelijk of de effecten van de klimaatverandering voldoende en correct werden meegenomen in deze simulaties. Werd het model uitgetest op historische data om de klimaatjaren van de laatste 5 jaar te voorspellen en wat zijn de bevindingen hieromtrent?

37. De CREG meent dat de voorgestelde optie niet alleen wellicht complex is en veel inspanningen van Elia zal vergen binnen een beperkte tijd, maar dat de resultaten van dergelijke benadering niet verifieerbaar zullen zijn. Met andere woorden, de voorgestelde methode komt neer op een “blackbox”. De CREG wil met betrekking tot dit punt verwijzen naar hetgeen in de sector inquiry van de Europese Commissie<sup>4</sup> staat over de al dan niet neutrale positie die een TSO inneemt binnen deze discussie., De kans bestaat dat Elia net zoals in 2019 een risico-averse positie zal innemen.

38. Voor de CREG kan het gebruik van de 200 synthetische klimaatjaren opgesteld door een buitenlandse TSO enkel aanvaard worden nadat hierover in detail is geconsulteerd en nadat het uitgevoerde rekenwerk door onafhankelijke klimaatexperten geverifieerd werd. De CREG zal daartoe een initiatief nemen.

39. Gezien het belang van de klimaatjaren (zoals hierboven beschreven) op de resultaten van een toereikendheidsanalyse, meent de CREG dat er voorlopig beter kan gewerkt worden met een zuivere en onbetwistbare aanpak, namelijk dat er maximaal 30 jaar in de tijd wordt teruggedaan. Voor de A&F studie van 2021 die de periode van 2022 tot 2032 simuleert, impliceert dit voor de CREG een klimaatdatabank die niet verder teruggaat dan 1992. Dit is conform met optie 3 (zie supra).

## 5.4. PRICE CAPS

40. De adequacy studie moet rekening houden met het feit dat er geen effectieve prijslimieten bestaan. Het behouden van een simulatie met een price cap van 20.000 €/MWh zoals in de A&F studie van 2019 is dan ook het minimum.

41. Elia stelt voor om de automatische price cap verhoging (+1000€/MWh indien 60% van de price cap bereikt wordt) toe te passen vanaf het volgende simulatiejaar.

42. De CREG wijst erop dat artikel 10 van Verordening 2019/943 ondubbelzinnig stelt dat er geen price cap mag zijn. In de praktijk zijn er wel bidding limits. ACER heeft in 2017 beslist dat deze bidding limits automatisch worden verhoogd. Deze verhoging gebeurt automatisch en dient dus onmiddellijk te gebeuren. Het voorstel van Elia houdt in dat een overschrijding van 60% van de price cap in het begin van het simulatiejaar, geen enkel gevolg heeft gedurende het betreffende simulatiejaar. Bovendien leidt deze benadering dat de price cap jaar na jaar met maximum 1000Euro/MWh verhoogd

---

<sup>4</sup> 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, it risks leading to excess capacity if risk-averse central authorities set the targets for generation capacity at unnecessary high levels. 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 reduced by including a role for the regulator or independent experts in the process – 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\\_87000\\_1.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd_2016_385_f1_other_staff_working_paper_en_v3_p1_87000_1.pdf)

wordt, terwijl in het geval van meerdere overschrijdingen van 60% van de (verhoogde) price cap, dit volgens de ACER beslissing telkens aanleiding geeft tot een volgende automatische verhoging van de price cap binnen hetzelfde jaar.

43. Het voorstel van Elia is dus volgens de CREG niet conform met de ACER beslissing terzake uit 2017 noch met Verordening 2019/943. Het opheffen van price caps in Verordening 2019/943 is een belangrijke beleidskeuze die dient gerespecteerd te worden. Het zou bovendien een stap achteruit zijn ten opzichte van de A&F studie van juni 2019 waar Elia een scenario simuleerde met een price cap van 20.000 €/MWh.

44. De CREG meent dat de A&F-studie van 2021 op zijn minst een verbetering moet inhouden en zoveel mogelijk moet rekening houden met de werkelijke regels. Indien Elia de ACER beslissing uit 2017 niet correct kan implementeren, dan moet Elia minstens de simulatie uitvoeren met een price cap van 20.000 €/MWh als fall back optie.

## **5.5. VRAAGBEHEER / NOODSTROOM**

45. De CREG herinnert aan haar studie (F)1957 die de bevoorradingszekerheids crisis in België analyseert die optrad eind 2018. Tijdens november-december 2018 waren er nog slechts 1 tot 2 GW nucleaire capaciteit beschikbaar. Deze ex-post analyse toonde dat er op elk moment nog minstens 3,7 GW marge was vooraleer er een afschakeling zou plaatsgevonden hebben. Bovendien hebben marktpartijen op minder dan 3 maanden tijd 500 MW extra vraagbeheer ontwikkeld en 200 MW noodstroom geïnstalleerd. Dit toont het belang aan van deze twee type capaciteiten. De CREG is van mening dat deze onderschat worden in de huidige assumpties.

46. De CREG meent dat de activatieduur van vraagbeheer moet herzien worden. Deze wordt door Elia te sterk beperkt, terwijl hiervoor geen goede verklaring wordt gegeven. Momenteel is de vraag naar producten met lange activatieduur nog klein, maar indien er meer schaarste verwacht wordt voor meerdere opeenvolgende uren, dan zal de vraag naar deze producten stijgen, waardoor het aanbod zal volgen. De CREG herinnert in deze context ook aan het vroegere ICH-product waarbij industriële spelers tegen betaling kon afgeschakeld worden. In 2014-2015 werden 8u-contracten even vaak gecontracteerd als 4u en 2u contracten.

47. De CREG meent eveneens dat de impact van de versnelde uitrol van digitale meters moet meegerekend worden. Elia vertoont heel wat ambitie om de consument centraal te stellen en om de flexibiliteit op lagere spanningsniveaus, onder meer van elektrische wagens, tot de markt te laten toetreden. Dit moet consequent doorgerekend worden in de assumpties bij het analyseren van de bevoorradingzekerheid.

48. Indien het betrouwbaarheids criterium van 3 uur gebruikt wordt en dat gebaseerd is op een waarde van de verloren belasting van meer dan 23 000 €/MWh, zoals destijds berekend door het Federaal Planbureau, meent de CREG dat het volume van vrijwillig afschakelbare capaciteit in overeenstemming moet gebracht worden met de hypothesen van deze studie.

49. 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 de auteur van de studie van het Planbureau een VoLL hebben die hoger is dan 15.000 €/MWh). De auteur van de studie van 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 prijsinelastische 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).

50. Artikel 7(2)(a) van de methodologie om de betrouwbaarheidsnorm te bepalen die ACER op 2 oktober 2020 gepubliceerd heeft stelt het volgende: "The calculation of the single VOLL for RS shall exclude the following consumers: (a) price-responsive consumers, for the proportion of their offtake which is price-responsive (provided sufficiently detailed data is available); and (b)(...)". Hieruit blijkt dat het uitsluiten uit de VoLL-berekening van het volume waarvoor consumenten reageren op de elektriciteitsprijs (prijselastische consumenten) een verplichting is. Dit prijselastische volume moet in de A&F studie toegevoegd worden als vraagbeheer ('DSR'). Dit is een verplichting die volgt uit artikel 4.3(d) van de ERAA methodologie die ACER op 2 oktober 2020 gepubliceerd heeft ("Methodology for the European resource adequacy assessment"): "The proportion of each consumer's demand which is price-responsive, and which is excluded from calculating the single VOLL for RS pursuant to Article 7(2)(a) of the VOLL methodology, shall be included as DSR in the ERAA."

## **5.6. BETROUWBAARHEIDSNORM**

51. Bij gebrek aan een betrouwbaarheidsnorm die overeenkomstig 25 van de Elektriciteitsverordening (EU)2019/943 dient vastgesteld te worden, stelt Elia voor om de wettelijke betrouwbaarheidsnorm te gebruiken (art.7bis, §2 van de elektriciteitswet :  $LoLE \leq 3$  uur en  $LoLE_{95} < 20$ uur).

52. ACER stelt dat de bepaling van de VoLL volgens de nieuwe methodologie moet gebeuren tegen begin januari 2021. Deze deadline is scherp maar het is zeker voor Lidstaten die een capaciteitsmechanisme hebben of willen invoeren belangrijk dat deze deadline gehaald wordt, aldus ACER. Van zodra de VoLL bepaald is, zal de CREG op basis van artikel 25(2) van Verordening 2019/943 een nieuwe betrouwbaarheidsnorm voorstellen aan de Minister voor Energie, waarvan het resultaat functie zal zijn van de eerder bepaalde VoLL en CoNE.

53. Gezien het toekomstig betrouwbaarheids criterium dat overeenkomstig de methodologie beschreven in artikel 25 van de Elektriciteitsverordening nog niet gekend is, stelt de CREG voor om minstens voor het basisscenario de simulaties te maken voor verschillende waarden van het betrouwbaarheids criterium (LoLE 3h aangevuld met LoLE 6h en LoLE 9h).

## **5.7. SCARCITY PRICING**

54. De CREG meent dat de bevoorradingszekerheidsstudie rekening moet houden met alle bestaande en toekomstige ontwikkelingen in het markt design die nu reeds in voorbereiding zijn, waaronder ook de sinds 1 januari 2020 gewijzigde alpha-component en de invoering van een scarcity pricing waartoe de CREG zich verbonden heeft. Dit is een verplichting die volgt uit artikel 23.5(e) van Verordening 2019/943.

## 5.8. FORCED OUTAGE

55. Elia stelt voor om een gemiddelde forced-outage factor per technologie te gebruiken.

56. De CREG meent dat het in rekening brengen van ongeplande pannes dient verfijnd te worden.

57. Vooreerst zou er rekening kunnen gehouden worden met de individuele karakteristieken van de eenheden (zoals leeftijd, historische FO-rates, etc). Gezien bevoorradingszekerheidsproblemen zich meestal in de winterperiode voordoen, zou mogelijks het gebruik van een winter- en zomer FO-rate nuttig kunnen zijn. Verder meent de CREG dat er een analyse zou moeten gebeuren van het effect van de elektriciteitsprijzen op de FO-rate. Het lijkt de CREG immers waarschijnlijk dat bij een dreigend elektriciteitstekort, en bijgevolg hogere prijzen op de elektriciteitsmarkt, de marktactoren meer preventieve maatregelen zullen nemen om een forced outage te voorkomen. Dit effect wordt nog versterkt doordat er geen prijsplafonds mogelijk zijn op de groothandelsmarkt van elektriciteit, waardoor prijzen van 10.000 €/MWh op de day ahead markt mogelijk worden en de economische prikkel om ongeplande pannes tijdens periodes van (bijna)schaarste te vermijden veel sterker wordt.

58. Ten slotte moet er meer transparantie komen over de impact van de FO-rate op de bevoorradingszekerheid. Eigen eenvoudige simulaties door de CREG wijzen er immers op dat de simulaties van de bevoorradingszekerheid sterk beïnvloed worden door de modellering en de assumpties rond ongeplande pannes, terwijl Elia hierover weinig transparantie geeft.

## 6. FINAAL RAPPORT

### 6.1. RESULTATEN VAN DE RAADPLEGING

59. De CREG meent dat de reacties op de raadpleging, samen met een raadplegingsverslag waarin de reactie van Elia is opgenomen, geïntegreerd moeten worden in het finaal rapport.

### 6.2. TRANSPARANTIE

60. In het kader van de Elia-studie van 2019, heeft de CREG vastgesteld dat de gepubliceerde studie vooral eindresultaten en conclusies bevatte, maar onvoldoende gedetailleerde individuele simulatieresultaten om bepaalde verificaties te kunnen uitvoeren. De analyse die de CREG maakte inzake het belang van de beschouwde klimaatjaren, kon enkel uitgevoerd worden nadat Elia gedetailleerde resultaten van de simulaties beschikbaar stelde aan de CREG. De CREG meent dat naast de publicatie van de studie, die vanzelfsprekend niet alle detailresultaten van elke simulatie kan bevatten, Elia ook op haar website in elektronisch gedetailleerde resultaten van elke simulatie voor elk scenario/sensitiviteitsanalyse ter beschikking moet stellen.

61. Elia moet in ieder geval minstens de data publiceren die opgelijst staan in artikel 11 van de ERAA methodologie die ACER op 2 oktober 2020 gepubliceerd heeft ("Methodology for the European resource adequacy assessment").

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen Locquet  
Waarnemend voorzitter van het Directiecomité

# BIJLAGE 1

## Reactie van de CREG op de presentatie van professor K. Boudt

### Reaction from CREG to

#### **“Economic viability of investments in electricity capacity: Design of a simulation-based decision rule”**

A paper being prepared by professor Kris Boudt for Elia

(CREG already gave this reaction to Elia and professor Boudt by mail of 27 October 2020.)

#### Preliminary remarks

The CREG welcomes the new approach, where market revenues are based on expected prices/revenues (and not on median prices, as was done by Elia in its June 2019 study).

The CREG made various comments during the presentation given by professor Boudt. The CREG hopes these remarks will be taken into account. If not, the CREG expects to be informed in due time regarding the reasons why the remarks from the CREG are not taken into account.

In this document, however, **the CREG will discuss only one fundamental issue, namely the fact that the existence of forward markets is not taken into account in the new approach.**

#### The new approach

Elia has provided market revenues for different types of capacities. CREG understood from the presentation that Elia provided 33 possible market revenues for 4 types of capacities (new CCGT, new OCGT, existing CCGT and new market response).

The CREG assumes these 33 market revenues are potential yearly market revenues for a given year (say 2025), expressed in €/MW (of €/kW), based on 33 historical climate years, with a typical outage profile. One can view these 33 simulations as 33 scenario's that can play out for a given year. Two historical years generate a very high revenue, which is explained solely by the occurrence of a very severe cold spell during that historical year (namely in 1985 and 1987).

From these 33 scenario's (each with a given market revenue) random draws are taken. One can take as many random draws as one likes. From the presentation, it seems 10.000 random draws were taken for the four types of capacity.

Based on these 10.000 random draws, a distribution of market revenues is created (for each type of capacity). Based on this distribution, several statistics can be computed, as well as the risk-averse behaviour investors have regarding this distribution of market revenues (like whether the mean rate is higher or not than a certain “hurdle rate”).

## Forward markets

The CREG welcomes the fact that the whole spectrum of revenues is taken into account in the new approach, and not just one revenue, the median revenue, as was done in the Elia study from June 2019 (an approach which was heavily criticized by the CREG).

But also this new approach does not reflect the real situation of energy markets and the hedging of risk. Basically, the new approach is assuming that capacity will not be hedged and that the producer will wait until day ahead (or later) to sell its electricity. Indeed, if this would be the case, then the new approach would reflect the risks an investors faces linked to the climate conditions such as the occurrence of cold spells and periods of low wind (but excludes other unexpected events such as fuel price variations).

However, it is well known that, given the substantial price risk power markets exhibit, producers hedge their output on the forward market. More specifically, it is common that 90% of the output is being hedged before a new year is started (a common approach is that 1/3 of output is hedged three years ahead, 1/3 two years ahead and 1/3 one year ahead). This is also officially stated by utilities, which is mandatory if one wants to get a credit rating from the rating agencies.

Importantly, what a forward market does, is aggregating all potential price scenario's into one forward price, given the forward prices of fuel and CO2 prices known at that moment. This forward price can be viewed as the expected spot price (with a risk premium). This expected spot price is equal to the average of all potential scenario's, weighted with their probability to occur. This means that if all scenario's have the same probability, one needs to take a simple average.

Of course, forward prices are also variable in time. So there must be some variation that cannot be predicted into the future. This is true for fuel prices and CO2 prices. On the contrary, the evolution of the year ahead probability of cold spells will not significantly change during the lifetime of an assets. The probability of cold spells and its evolution is highly predictable, because climate change is not changing that rapidly and this change is predictable (the lifetime of an asset in a power market is relatively short compared to climate change).

To put this differently, one should take the view of an investor in year 0 and the same investor in the subsequent years 1 to L with L being the lifetime of the asset. Given this situation, there are two types of variables:

- Class A variables: these are variables that are not known by the investor in year 0 but will be known by this investor in year 10. For example the forward price for delivery in year 12 of gas and power is not known in year 0 by the investor but it is known in year 10 by this same investor.
- Class B variable: these are variables that are known by the investor in year 0 and by the investor in all subsequent years. For example the year ahead probability in year 10 to have a severe cold spell (or very low wind or the outage rate of generation units) is also already known by the investor in year 0 (and by the investor in year 10). These (expected) probabilities do not change much over the lifetime of the asset.

## The improved new approach

The risk an investor faces is generated by the class A variables. These are the variables that generate the risk an investor faces. The risk generated by class B variables (for example to have a severe cold spell) will be taken into account in the forward prices, at which the investor can (and will) hedge its output.

In the improved new approach, one should take the expected value of the variability generated by class B variables, which, given a set of class A variables, results in one market revenue for a given year.

To give an example, for a given simulation year, say 2025, one could take 10 or 20 (or more) different realistic combinations of CO<sub>2</sub>, gas and power prices (class A variables) and calculate the different market revenues based on 20 historical climate years and outage patterns (class B variables). This would give 200 or 400 market revenues, which are averaged into 10 or 20 market revenues. Subsequently, one can take random draws from these 10 or 20 market revenues to get a distribution of market revenues for a given asset.