



RAAD VAN STATE
afdeling Wetgeving

CONSEIL D'ÉTAT
section de législation

advies 72.972/3
van 1 februari 2023

avis 72.972/3
du 1^{er} février 2023

over

sur

een ontwerp van koninklijk besluit ‘tot
oplegging van een biedverplichting ter
verzekering van de positieve mFRR
balanceringscapaciteit
waarover de netbeheerder tijdens de
winter 2022 - 2023 dient te beschikken
ten behoeve van het evenwicht op en
derhalve ook de veiligheid en
betrouwbaarheid van het net
overeenkomstig artikel 32 van de wet
van 29 april 1999 betreffende de
organisatie van de elektriciteitsmarkt’

un projet d'arrêté royal ‘imposant une
obligation d'offre afin d'assurer la
capacité d'équilibrage mFRR positive
dont le gestionnaire de réseau doit
disposer pendant l'hiver 2022 - 2023
pour assurer l'équilibre du réseau et
donc aussi la sécurité et la fiabilité du
réseau conformément à l'article 32 de
la loi du 29 avril 1999 relative à
l'organisation du marché de
l'électricité’

Op 25 januari 2023 is de Raad van State, afdeling Wetgeving, door de Minister van Energie verzocht binnen een termijn van vijf werkdagen een advies te verstrekken over een ontwerp van koninklijk besluit ‘tot oplegging van een biedverplichting ter verzekering van de positieve mFRR balanceringscapaciteit waarover de netbeheerder tijdens de winter 2022 - 2023 dient te beschikken ten behoeve van het evenwicht op en derhalve ook de veiligheid en betrouwbaarheid van het net overeenkomstig artikel 32 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt’.

Het ontwerp is door de derde kamer onderzocht op 31 januari 2023. De kamer was samengesteld uit Jeroen VAN NIEUWENHOVE, kamervoorzitter, Koen MUYLLE en Inge VOS, staatsraden, Bruno PEETERS, assessor, en Annemie GOOSSENS, griffier.

Het verslag is uitgebracht door Tim CORTHAUT, eerste auditeur.

De overeenstemming tussen de Franse en de Nederlandse tekst van het advies is nagezien onder toezicht van Jeroen VAN NIEUWENHOVE, kamervoorzitter.

Het advies, waarvan de tekst hierna volgt, is gegeven op 1 februari 2023.

*

Le 25 janvier 2023, le Conseil d'État, section de législation, a été invité par la Ministre de l'Énergie à communiquer un avis, dans un délai de cinq jours ouvrables, sur un projet d'arrêté royal ‘imposant une obligation d'offre afin d'assurer la capacité d'équilibrage mFRR positive dont le gestionnaire de réseau doit disposer pendant l'hiver 2022 - 2023 pour assurer l'équilibre du réseau et donc aussi la sécurité et la fiabilité du réseau conformément à l'article 32 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité’.

Le projet a été examiné par la troisième chambre le 31 janvier 2023. La chambre était composée de Jeroen VAN NIEUWENHOVE, président de chambre, Koen MUYLLE et Inge VOS, conseillers d'État, Bruno PEETERS, assesseur, et Annemie GOOSSENS, greffier.

Le rapport a été présenté par Tim CORTHAUT, premier auditeur.

La concordance entre la version française et la version néerlandaise de l'avis a été vérifiée sous le contrôle de Jeroen VAN NIEUWENHOVE, président de chambre.

L'avis, dont le texte suit, a été donné le 1^{er} février 2023.

*

1. Volgens artikel 84, § 1, eerste lid, 3°, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973, moeten in de adviesaanvraag de redenen worden opgegeven tot staving van het spoedeisende karakter ervan.

In het onderhavige geval wordt het verzoek om spoedbehandeling gemotiveerd als volgt:

“Wij dienen U echter te verzoeken om het in referte vermelde ontwerp van koninklijk besluit binnen een beperkte termijn te onderzoeken, gezien het in de praktijk niet mogelijk is om hiervoor de gebruikelijke adviestermijn van dertig dagen in acht te nemen gelet op de omstandigheid dat de netbeheerder deze winterperiode dient te beschikken over de voldoende positieve mFRR balanceringscapaciteit ten behoeve van het evenwicht op en derhalve ook de veiligheid en betrouwbaarheid van het net en dus bij hoogdringendheid dient te beschikken over de maatregel waarbij een biedverplichting wordt ingesteld om het aanbod voor deze capaciteit te verzekeren.

De noden aan frequentieherstelreserves met handmatige activering (hierna: mFRR) in het belasting-frequentieregelblok (LFC blok) van de netbeheerder worden bepaald volgens de dimensioneringsmethode gedefinieerd in de operationele overeenkomst van het LFC blok van de netbeheerder (LFC BOA). Overeenkomstig artikel 213 van de Gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer (Gedragscode) wordt de te contracteren mFRR balanceringscapaciteit in het LFC blok van de netbeheerder bepaald volgens de methodologie om de balanceringscapaciteit te bepalen in het LFC blok (LFC Means).

De berekening van de te contracteren balanceringscapaciteit in de LFC Means houdt rekening met een bijdrage van 250 MW bepaald via reservedeling door transmissienetbeheerders in de synchrone zone van Continentaal-Europa. Echter is een groot deel van de nucleaire productiecapaciteit in Frankrijk tijdelijk onbeschikbaar ([Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf](#) ([rte-france.com](#))) en heeft de oorlog in Oekraïne de gasbevoorrading en daarmee tevens een deel van de elektriciteitsproductie in verschillende Europese landen aangetast, waardoor een plots risico kan ontstaan voor elektriciteitstekort bij een buitenlandse transmissienetbeheerder met dewelke de netbeheerder een contract van reservedeling heeft. Dergelijke elektriciteitstekort in het buitenland wordt vastgesteld overeenkomstig de artikelen 8 en 9 van de verordening (EU) 2019/941 van het Europees parlement en de raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG, en maakt het voorwerp uit van de melding door een regionaal coördinatiecentrum van een kritische netsituatie, overeenkomstig artikel 9 van de door ACER goedgekeurde Methodologie voor beoordelingen van de kortetermijn- en seizoensgebonden toereikendheid. Door dergelijk elektriciteitstekort wordt het voor de netbeheerder onzeker om nog een beroep te kunnen doen op de contracten van reservedeling met de landen betrokken in het elektriciteitstekort.

De netbeheerder heeft een voorstel tot wijziging van de LFC Means ter consultatie voorgelegd, dat ingevolge de beslissing van de CREG met kenmerk (B)2484 van 22 december 2022 werd goedgekeurd op grond waarvan het is toegestaan voor de netbeheerder om de te contracteren balanceringscapaciteit te verhogen met 250 MW ingevolge een reductie van de bijdrage van het delen van reserves tot 0 MW tijdens dergelijke momenten van een kritische netsituatie in één of meerdere landen waarvan de transmissienetbeheerder met de netbeheerder een contract heeft van reservedeling.

Een herziening van de uitvoeringsplanning of een herziening van de methodologie vereist een wijziging van de LFC BOA.

De tijdslijn tot aanpassing van de LFC BOA en dus om via de bestaande procedures een kader te vormen waarbij succesvol een biedverplichting tijdens een veiling kan worden opgelegd, gezien de verplichting tot consultatie en goedkeuring door CREG, is bijgevolg niet verenigbaar met de noodzaak van de voorgestelde maatregel tijdens de huidige winterperiode daar een kritische netsituatie kan leiden tot operationele effecten en een systemische verslechtering, die kan resulteren in een elektriciteitscrisis met afschakelingen indien er geen mFRR reserve kan worden gedeeld bij realtime incidenten om onevenwichten op het net tegen te gaan.

Bijgevolg dient aldus voor deze winterperiode gehandeld te worden op grond van artikel 32 van de Elektriciteitswet om het hoofd te bieden aan mogelijke bedreigingen tegen de veiligheid of betrouwbaarheid van het transmissienet, in afwachting van het aanpassen van de bestaande procedures met het oog op het opleggen van een biedverplichting voor het juiste tijds kader.

Na het advies van uw Raad dient bovendien nog een termijn te worden voorzien om de gemaakte opmerkingen te kunnen verwerken. Vervolgens dient tot publicatie over te worden gegaan. Uit deze kalender blijkt dat het in de praktijk niet meer mogelijk is om voor voorliggend ontwerp besluit een adviestermin van dertig dagen in acht te nemen.

Wij zien ons bijgevolg genooddacht U te verzoeken het advies af te leveren binnen een beperkte termijn van 5 dagen overeenkomstig artikel 84, § 1, eerste lid, 3° van de gecoördineerde wetten op de Raad van State.”

*

2. Overeenkomstig artikel 84, § 3, eerste lid, van de gecoördineerde wetten op de Raad van State, heeft de afdeling Wetgeving zich moeten beperken tot het onderzoek van de bevoegdheid van de steller van de handeling, van de rechtsgrond, alsmede van de vraag of aan de te vervullen vormvereisten is voldaan.

*

STREKKING VAN HET ONTWERP

3. Het voor advies voorgelegde ontwerp van koninklijk besluit voert een tijdelijke noodmaatregel in met het oog op de bevoorradingszekerheid. In advies (A)2504 van de Commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas (hierna: CREG) van 10 januari 2023 wordt de ontworpen regeling als volgt samengevat:

“12. Met het ontwerp van koninklijk besluit wenst de Belgische Staat, op voordracht van de minister van energie, hieraan gevolg te geven en een beschermingsmaatregel in te voeren dat erin bestaat om voor de winterperiode 2022-2023 de aanbieder van balanceringsdiensten (*Balancing Service Provider*) (hierna: BSP) een biedverplichting voor positieve mFRR-reserve¹ op te leggen wanneer:

¹ Voetnoot 2 van het geciteerde advies: mFRR = frequentieherstel van het netwerk via balanceringsflexibiliteit door manuele activering. De gevraagde energie om een substantieel onevenwicht tussen productie en verbruik te herstellen moet binnen de 15 minuten geactiveerd kunnen worden.

- het regionale coördinatiecentrum², niet vroeger dan D-3, een bericht van 'kritische netsituatie' betreffende een buurland met wie Elia een contract van reservedeling heeft afgesloten, uitstuurt; en
- hierdoor de reservedeling van balanceringscapaciteit mFRR van 250MW gereduceerd is naar 0MW.

In dat geval worden de BSPs die in België over coördineerbare productie-eenheden beschikken en die nog beschikken over positieve balanceringscapaciteit mFRR, verplicht een offerte in te dienen bij Elia naar aanleiding van de eerste veiling van D-1 en dit betreffende de CCTU³ waarvoor de kritische netsituatie is uitgeroepen door het regionaal coördinatiecentrum.

Deze biedverplichting kan door Elia nog herroepen worden tot vóór D-1 07.00 uur.”

Artikel 1 van het ontwerp bevat de definities. Artikel 2 stelt de zo-even geschetste biedverplichting in. Artikel 3 voorziet in het opleggen van een administratieve boete door de CREG bij niet-naleving van de biedverplichting. Artikel 4 regelt de mededeling door de netbeheerder van de resultaten van de veiling aan de minister bevoegd voor energie, de CREG en de Algemene Directie Energie.

Een afschrift van het te nemen besluit wordt bezorgd aan de Europese Commissie (artikel 5). Het te nemen besluit treedt in werking op de datum van bekendmaking ervan en treedt buiten werking op 1 april 2023 (lees: 31 maart 2023) (artikel 6).

RECHTSGROND

4. De rechtsgrond voor het ontwerp wordt gezocht in artikel 32 van de wet van 29 april 1999 'betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt'. Die bepaling luidt als volgt:

“In geval van een plotse crisis op de energiemarkt of wanneer de fysieke veiligheid van personen, de veiligheid of betrouwbaarheid van uitrusting of installaties of de integriteit van het transmissienet wordt bedreigd, kan de Koning, bij een in Ministerraad overlegd besluit, na advies van de commissie en in overleg met de netbeheerder, de nodige beschermingsmaatregelen nemen, met inbegrip van tijdelijke afwijkingen van de bepalingen van deze wet.

Deze maatregelen moeten zo weinig mogelijk storingen veroorzaken in de werking van de Europese interne markt en mogen de draagwijdte niet overstijgen die strikt noodzakelijk is om de plotse moeilijkheden te verhelpen die zich hebben voorgedaan.

De minister geeft onmiddellijk kennis van deze maatregelen aan de andere lidstaten van de Europese Unie en aan de Europese Commissie.”

² Voetnoot 3 van het geciteerde advies: Artikel 2, 63°, van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

³ Voetnoot 4 van het geciteerde advies: CCTU = Capacity Contracting Time Unit. De Time Unit bedraagt 4 uur. Elia koopt de mFRR capaciteitsproducten voor dag D door een capaciteitsveiling te organiseren voor elke CCTU van dag D. Met andere woorden voor dag D vinden in totaal 6 CCTU waarvoor een veiling door Elia wordt georganiseerd.

Artikel 32 van de wet van 29 april 1999 vormde de omzetting van artikel 42 van richtlijn 2009/72/EG,⁴ maar die bepaling komt niet meer voor in richtlijn (EU) 2019/944,⁵ de rechtsopvolger van de eerstgenoemde richtlijn. Dat doet echter niets af aan het bestaan van deze wetsbepaling en de vereisten die ze inhoudt.

5.1. In de eerste plaats rijst dan ook de vraag of een plotse crisis op de energiemarkt voorligt of dat de fysieke veiligheid van personen, de veiligheid of betrouwbaarheid van uitrusting of installaties of de integriteit van het transmissienet wordt bedreigd. In het voormelde advies van 10 januari 2023 betoogt de CREG daarover het volgende:

“14. Artikel 32, van de elektriciteitswet geeft geen beschrijving wat de beschermingsmaatregel zou kunnen zijn. De CREG is van oordeel dat het opleggen van een biedverplichting als een beschermingsmaatregel in aanmerking kan komen, op voorwaarde dat aan de voorwaarden van artikel 32, van de elektriciteitswet is voldaan en op voorwaarde dat de beschermingsmaatregel geen inbreuk is op de exclusieve bevoegdheid van de CREG inzake de goedkeuring van de voorwaarden en methodologieën BRP overeenkomstig artikel 5.1, van de Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancerings (hierna: ‘EBGL’).

Wat dit laatste betreft stelt de CREG zich de vraag, gelet op de beslissing genomen door de Regering reeds op 25 juli 2022 (paragraaf 11 van huidig advies), waarom de biedverplichting niet werd opgenomen in een voorstel van Elia tot wijziging van de T&Cs BSP mFRR overeenkomstig de procedure beschreven in de EBGL, zijnde het houden van een openbare raadpleging van de markt en de goedkeuring door de CREG.

15. In de overwegingen van het ontwerp van koninklijk besluit wordt gemeld:

‘Overwegende dat een groot deel van de nucleaire productiecapaciteit in Frankrijk tijdelijk onbeschikbaar is (Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf (rte-france.com)) en de oorlog in Oekraïne de gasbevoorrading en daarmee tevens een deel van de elektriciteitsproductie in verschillende Europese landen heeft aangetast;

Overwegende dat er daardoor een plots risico kan ontstaan voor elektriciteitstekort bij een buitenlandse transmissienetbeheerder met dewelke de netbeheerder een contract van reservedeling heeft;

Overwegende dat een dergelijke elektriciteitstekort in het buitenland wordt vastgesteld overeenkomstig de artikelen 8 en 9 van de verordening (EU) 2019/941 van het Europees parlement en de raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG, en het voorwerp uitmaakt van de melding door een regionaal coördinatiecentrum van een kritische netsituatie, overeenkomstig artikel 9 van de door ACER goedgekeurde Methodologie voor beoordelingen van de kortetermijn- en seizoensgebonden toereikendheid, waardoor het voor de netbeheerder onzeker wordt om nog een beroep te kunnen doen op de contracten van reservedeling met de landen betrokken in het elektriciteitstekort; dat een dergelijke notificatie van een kritische netsituatie

⁴ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 ‘betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG’.

⁵ Richtlijn (EU) 2019/944 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 ‘betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot wijziging van Richtlijn 2012/27/EU’.

reeds het resultaat is van afstemmingen tussen transmissienetbeheerders en aldus een finaal inzicht geeft van de netsituatie in real-time;

...

Overwegende dat de tijdslijn tot aanpassing van de LFC BOA door Elia, gezien de verplichting tot consultatie en goedkeuring door CREG, niet verenigbaar is met de noodzaak van de voorgestelde maatregel tijdens de huidige winterperiode;

...

Overwegende dat de kritische netsituatie overeenkomstig het risicoparaatheidsplan kan leiden tot operationele effecten en een systemische verslechtering, die kan resulteren in een elektriciteitscrisis met afschakelingen, wanneer er geen mFRR reserve kan worden gedeeld bij realtime incidenten om onevenwichten op het net tegen te gaan;

...

Overwegende dat aldus, voor deze winterperiode, dient gehandeld te worden op grond van artikel 32 van voornoemde wet van 29 april 1999, om in afwachting van het aanpassen van de bestaande procedures met het oog op het opleggen van een biedverplichting voor het juiste tijds kader, om het hoofd te bieden aan mogelijke bedreigingen tegen de veiligheid of betrouwbaarheid van het transmissienet;'

De CREG leidt hieruit af dat de beweegreden van de minister van energie voor het nemen van de beschermingsmaatregel 'de integriteit van het transmissienet' betreft.

16. Artikel 32 van de elektriciteitswet bepaalt dat de beschermingsmaatregel zo weinig mogelijk storingen mag veroorzaken in de werking van de Europese interne markt en het de draagwijdte niet mag overstijgen die strikt noodzakelijk is om de plotse moeilijkheid, zijnde de plotse crisis op de energiemarkt, te verhelpen.

In de overwegingen van het ontwerp van koninklijk besluit wordt dit verantwoord als volgt:

'Overwegende dat deze maatregel, voor zover deze maatregel als niet-marktgebaseerd in aanmerking zou komen, de voorwaarden van artikel 16, lid 2 van voornoemde Verordening (EU) 2019/941 naleeft daar alle opties waarin de markt voorzien zoals hierboven geduid duidelijk niet volstaan en dat de voorgestelde maatregel omwille van de modaliteiten de mededinging en de doeltreffende werking van de interne elektriciteitsmarkt niet onnodig verstoort;'

(...).'

Er kan inderdaad worden aangenomen dat de ontworpen maatregel een antwoord beoogt te bieden op een bedreiging van de integriteit van het transmissienet.

5.2. In de tweede plaats rijst de vraag of de ontworpen maatregel “zo weinig mogelijk storingen veroorza[akt] in de werking van de Europese interne markt en (...) de draagwijdte niet overstijgt[t] die strikt noodzakelijk is om de plotse moeilijkheden te verhelpen die zich hebben voorgedaan”. Die vraag kan niet los worden gezien van de nog ruimere vraag van de verenigbaarheid van de ontworpen maatregel met het EU-recht, gelet op het wegvallen van de voormelde richtlijnbevestiging waarvan de rechtsgrondbevestiging de omzetting vormde. Ze houdt ook verband met hetgeen wordt uiteengezet in opmerkingen 7 tot 7.4.

De CREG vervolgde in het voormelde advies als volgt:

“16. (...)”

De CREG wenst hieraan toe te voegen dat uit informele contactname met de Europese Commissie de minister van Energie vernomen heeft dat:

- 1) een dergelijke maatregel (biedverplichting) zou kunnen vallen onder ofwel (1) onder de escalatieprocedure gedefinieerd in overeenstemming met artikel 157(4) SOGL of (2) kan worden genomen in het kader van Verordening 2019/941 voor zover een van de bovengenoemde wettelijke basis consequent wordt toegepast.
- 2) een dergelijke tijdelijke maatregel, met inbegrip van de biedplicht, niet in strijd zou zijn met artikel 40 (4) van de E-Richtlijn 2019/944 (de TSO koopt balanceringsdiensten in met inachtneming van het volgende: a) transparante, niet-discriminerende en marktconforme-gebaseerde procedures), noch met artikel 32 (2) van de EBGL (De regels voor de inkoop van balanceringscapaciteit zullen voldoen aan de volgende principes: (a) de inkoopmethode is marktgebaseerd voor tenminste de frequentieherstelreserves en de vervangingsreserves, op voorwaarde dat de prijszetting volledig vrij is).
- 3) Overeenkomstig artikel 59.7, b) van E-Richtlijn 2019/944 (cfr. HvJ Zaak C-767/19), zou een dergelijke tijdelijke maatregel kunnen worden vastgesteld in het kader van Verordening 2019/941 door middel van een koninklijk besluit van een lidstaat.

De CREG is van oordeel dat de motivering dat de biedverplichting de werking van de Europese interne markt weinig zal storen niet voldoende is uiteengezet in de overwegingen. De CREG adviseert om dit te verduidelijken.”

Het is een goede zaak dat over deze kwestie het standpunt van de Europese Commissie werd ingewonnen. Niettemin moet worden opgemerkt dat artikel 157, lid 4, van de SOGL⁶ impliceert dat de ontworpen maatregel eigenlijk moet uitgaan van de netbeheerder, als deel van de erin vermelde escalatieprocedure. Het voorliggende ontwerp lijkt daarover heen te springen, door zelf – in afwijking van de door de CREG goedgekeurde methodologie van de netbeheerder – een regeling vast te stellen. Ook de verwijzing naar artikel 59, lid 7, b), van richtlijn (EU) 2019/944 roept in dat verband vragen op, nu die bepaling weliswaar nationale maatregelen toelaat, maar ervan uitgaat dat die door de regulerende instantie worden vastgesteld.

⁶ Dit is de *System Operation Guideline* (zie verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 ‘tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen’).

5.3. Aan de gemachtigde werd dan ook gevraagd om te verantwoorden waarom de Koning geacht moet worden bevoegd te zijn om de ontworpen maatregel te nemen, veeleer dan de netbeheerder of de regulerende instantie, en hoe de ontworpen maatregel inhoudelijk verenigbaar kan worden geacht met het EU-recht. Hij antwoordde daarop als volgt:

“Artikel 42, van de Richtlijn 2009/72/EG dat het mogelijk maakte voor lidstaten om crisismaatregelen te nemen, is inderdaad opgeheven door artikel 72 van richtlijn (EU) 2019/944, zonder dat er een alternatief voor in de plaats is gekomen. Echter, uit artikel 2, lid 2, van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie vloeit voort dat die bevoegdheid dan in elk geval terugkeert naar de lidstaten, zodat ermee kan worden ingestemd dat de Belgische regelgever na het wegvallen van de richtlijnbevestiging die die toelating voor de lidstaten bevatte, nog steeds bevoegd is om dergelijke crisismaatregelen vast te stellen (zie ook het advies van de Raad van State Nr. 69.159/3 van 6 mei 2021, randnummer 4 inzake artikel 5 van richtlijn 2009/72/EG).

De maatregel vindt voornamelijk aansluiting bij de crisisbevoegdheid inzake elektriciteit van de lidstaten zoals onder meer ook wordt voorzien in verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG waarbij conform artikel 3 de lidstaat de bevoegde autoriteit aanduidt. Maatregelen, zoals voorzien in voorliggend ontwerpbesluit om situaties die volgen uit toepassing van artikel 8 en 9 van verordening 2019/941, voor zover deze zouden kwalificeren onder artikel 16.2 van deze verordening, kunnen daarmee, dankzij artikel 32 van de elektriciteitswet door de koning vastgesteld worden.”

Het klopt dat gedeelde bevoegdheden die niet langer aan de Unie worden toegekend, terugvloeien naar de lidstaten overeenkomstig artikel 2, lid 2, van het Verdrag ‘betreffende de werking van de Europese Unie’. In dit geval gaat het echter om een mogelijkheid voor de lidstaten om op te treden die door de Europese Unie zelf is opgeheven, zodat eerst moet worden onderzocht of die aangelegenheid niet op een andere manier door het EU-recht is geregeld. In dat geval moeten de lidstaten zich immers naar het nieuwe geharmoniseerde kader richten. De gemachtigde verwijst in dat verband zelf naar de artikelen 3, 8, 9 en 16, lid 2, van verordening (EU) 2019/941⁷. Artikel 3 sluit inderdaad niet uit dat voor de toepassing van die verordening een andere entiteit dan de regulerende instantie als bevoegde instantie kan worden aangewezen. Die aanwijzing moet echter in beginsel op voorhand gebeuren (en eigenlijk al uiterlijk op 5 januari 2020, zoals in artikel 3, lid 1, wordt bepaald), zodat de Europese Commissie en de bevoegde instanties van andere lidstaten weten tot wie ze zich in een crisissituatie kunnen richten.

Ook in het licht van die verordeningsbepalingen is het dus allerm minst vanzelfsprekend dat de Koning nu bevoegd kan worden geacht om de ontworpen maatregel te nemen, in afwijking van de door de CREG goedgekeurde methodologie. Artikel 32 van de wet van 29 april 1999 laat de Koning weliswaar toe om – impliciet of expliciet – af te wijken van alle bepalingen van die wet, maar die afwijkingsmogelijkheid strekt zich niet uit tot rechtstreeks werkende bepalingen van EU-recht, zoals de SOGL of verordening (EU) 2019/941.

⁷ Verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 ‘betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG’.

Gelet op die onduidelijkheid met betrekking tot de rechtsgrond in het licht van het EU-recht, moet de Raad van State op dit punt dan ook een voorbehoud maken. Een finaal oordeel over de grenzen van de bevoegdheden van de lidstaten, en de interne bevoegdheidsverdeling tussen de regulerende instantie en andere bevoegde instanties, en de wijze waarop die worden aangewezen, komt, als het tot een rechtsgeschil zou komen, toe aan het Hof van Justitie.

In zoverre de Koning daadwerkelijk bevoegd kan worden geacht om de ontworpen maatregel te nemen, verdient het alleszins aanbeveling om in de wet van 29 april 1999 een meer expliciete rechtsgrond te creëren, waarbij dan ook de verhouding tot het optreden van de CREG en van de netbeheerder kan worden geëxpliciteerd.

6. Voor artikel 3 van het ontwerp ontbreekt de rechtsgrond, maar die bepaling is eigenlijk overbodig, gelet op artikel 31 van de wet van 29 april 1999, dat geen delegatie aan de Koning bevat, maar dat op zich volstaat om de niet-naleving van elk uitvoeringsbesluit van die wet te laten sanctioneren door de CREG met de erin vermelde administratieve geldboeten.

ALGEMENE OPMERKINGEN

7. De ontworpen maatregel houdt een beperking in van de vrijheid van ondernemen en het eigendomsrecht, zoals gewaarborgd bij de artikelen 16 en 17, lid 1, van het Handvest van de grondrechten van de Europese Unie. Aangezien België hier optreedt ter uitvoering van het EU-recht, in de zin van artikel 51 van dat Handvest, is dat Handvest de toestingsnorm.⁸ Die beide rechten hebben echter geen absolute gelding.⁹ Bijgevolg moet onderzocht worden of die beperkingen verenigbaar zijn met artikel 52 van het Handvest.

7.1. Het gaat om een tijdelijke maatregel, die enkel verplicht om capaciteit waarover de *Balancing Service Provider* (hierna: BSP) beschikt, aan te bieden aan de netbeheerder aan marktvoorwaarden. In die omstandigheden kan alvast niet worden gesteld dat de wezenlijke inhoud van die rechten in het gedrang is.

7.2. De ontworpen maatregel kan worden geacht een erkende doelstelling van algemeen belang na te streven, met name de bescherming van de integriteit van het transmissienet, alsook, indirect, de bevoorradingszekerheid. De gemachtigde lichtte dit nader toe als volgt:

“De doelstelling is de integriteit van de ganse Belgische regelzone (i.e. het ganse Belgische elektrische systeem) waarvoor de transmissienetbeheerder steeds moet kunnen beschikken over de balanceringscapaciteit en – energie om het systeem steeds in evenwicht te houden en aldus een frequentie-instorting te vermijden en zodoende om een elektriciteitscrises te voorkomen of desgevallend te kunnen beperken. Het benodigde volume ‘manuele frequency restoration reserves’ (mFRR) bedraagt ongeveer 1000 MW

⁸ HvJ 24 september 2020, C-223/19, *YS*, ECLI:EU:C:2020:753, punt 81; HvJ 17 december 2020, C-336/19, *Centraal Consistorie van België*, ECLI:EU:C:2020:1031, punten 47-49. Zelfs al gaat het om nationale maatregelen, dan nog worden ze genomen binnen een Europeesrechtelijk kader dat al in een belangenafweging voorziet (in het bijzonder artikel 16 van verordening (EU) 2019/941), zodat België daadwerkelijk optreedt ter uitvoering van het Unierecht. Uit HvJ 26 februari 2013, C-399/11, *Melloni*, ECLI:EU:C:2013:107, volgt dat er geen ruimte is om daarnaast ook de nationale grondrechtenstandaard toe te passen.

⁹ HvJ 23 maart 2021, C-28/20, *Airhelp*, ECLI:EU:C:2021:226, punt 49.

aan capaciteit die dagelijks ter beschikking moet zijn om grote incidenten zoals het uitvallen van een grote centrale of belangrijke verbinding op het net op te vangen. In die 1000 MW ging de aankoopmethodologie (zoals goedgekeurd door de CREG) ervan uit dat voor 250 MW capaciteit beroep kan gedaan worden op de reserve sharing met transmissienetbeheerders in buurlanden. Deze 250 MW werd daarom niet aangekocht in de dagelijkse veiling die zich beperkt tot de resterende 750MW.

In de risicoanalyses op de huidige energiecrisis werd beoordeeld dat er een verhoogd risico bestaat dat in de buurlanden onvoldoende reservecapaciteit beschikbaar is die met België gedeeld kan worden. Vooral Frankrijk wordt geconfronteerd door een historisch lage beschikbaarheid van het nucleaire park en in Duitsland en Nederland zou een tekort aan gasbevoorrading ook de elektriciteitsbevoorrading in het gedrang kunnen brengen. Deze 250 MW capaciteit moet in zulk een situatie (hier geïdentificeerd als een ‘critical grid situation’) alsnog in België aangekocht worden ten einde de beschikbaarheid te garanderen. Het volume moet daarom weer toegevoegd worden aan de dagelijkse aankoopvolumes voor die reserves zodat deze weer 1000MW bedraagt. Elia heeft daarvoor een aangepaste procedure ingediend bij de CREG die deze heeft goedgekeurd in haar beslissing (B)2484 van 22 december 2022.

Uit analyses en concrete situaties in bijvoorbeeld midden december 2022 waarbij Centraal-West-Europa getroffen werd door een koudegolf, blijkt dat in de dagelijkse veilig voor reserves niet altijd voldoende volume aangeboden wordt door marktpartijen om het totale benodigde volume (in het bijzonder 1000 MW mFRR in geval van *critical grid situation*) af te dekken. In dergelijk geval kan dit worden opgevangen door een extra veiling in de namiddag na de closing van de Day-Ahead markt te organiseren, wat in het verleden doorgaans geleid heeft tot het kunnen contracteren van de historisch benodigde capaciteit (750MW). In geval van een geïdentificeerde *critical grid situation* te wijten aan schaarste in de buurlanden, daarom nog niet in België, bestaat het risico dat het aan te kopen volume van 1000 MW aan mFRR echter niet gevonden wordt. In dergelijk geval zal ook de tweede veilig geen volume zal opleveren omdat deze capaciteit al verkocht zou kunnen zijn in de Day-Ahead markt voor levering in het buitenland. Dan is het te laat om nog voldoende mFRR capaciteit ter beschikking te krijgen. Hoewel het niet gaat over een bevoorradingszekerheidsprobleem binnen België maar wel in de buurlanden, bestaat het risico dat er niet voldoende reservecapaciteit ter beschikking gesteld wordt in België om binnen België een groot incident op te vangen. Dit zou bijgevolg de integriteit niet enkel van het transmissienet maar van de ganse Belgische regelzone, in gedrang kunnen brengen en een plotse black-out kunnen veroorzaken.

De maatregel houdt daarom in om marktpartijen met capaciteit binnen België geschikt voor de reservediensten in geval van een situatie van verwachte tekorten in het buitenland, te verplichten eerst aan te bieden voor deze ondersteunende diensten alvorens ze deze aanbieden op de Day-Ahead markt.”

7.3. De evenredigheid van de maatregel moet worden beoordeeld aan de hand van de geschiktheid van de maatregel en van de noodzakelijkheid ervan.

In dat verband blijkt dat de CREG in haar advies vraagtekens plaatst bij de effectiviteit van de maatregel:

“19. Krachtens de artikel 21 van Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet (hierna: ‘E&R Verordening’) moeten, wanneer een transmissiesysteem van een TSB in een noodtoestand verkeert, alle overige TSBs bijstand

verlenen aan de desbetreffende TSB en dit op voorwaarde dat het leveren van bijstand geen noodtoestand veroorzaakt in het transmissiesysteem van de TSB die bijstand verleent.

Deze bijstand omvat onder andere:

- (i) de activatie van beschikbare balanceringsenergie en
- (ii) het verzoek om ondersteuning van het werkzame vermogen door zijn aanbieders van balanceringsdiensten en door een in zijn LFC-zone aangesloten SNG (betekent: Significante Netgebruiker) die nog geen balanceringsdiensten voor de TSB verricht (i.e. zoals de *slow starting units* waarnaar de balanceringsregels verwijzen).

Aangezien deze bijstand geleverd moet worden conform de E&R Verordening, is de effectiviteit van de beschermingsmaatregel beperkt, of zelfs nihil, wanneer een naburig LFC Blok of het LFC Blok van Elia zelf, in reële tijd in noodtoestand verkeert. Indien noch het LFC Blok van Elia noch het LFC Blok van een naburig land in noodtoestand verkeert, zijn er geen bevoorradingszekerheidsproblemen, en verliest de beschermingsmaatregel haar nut. De CREG is bijgevolg van mening dat de beschermingsmaatregel weinig nut heeft, zijnde te beschikken over balanceringsmiddelen om de onbeschikbaarheid van het delen van reserves te gaan compenseren.

20. Daarenboven stelt de CREG vast dat het delen van reserves in de praktijk zeer zelden toegepast werd. In 2017 werd delen van opwaartse reserves voor één dag geactiveerd, en in 2019 en 2021 voor telkens één uur. In de jaren 2016, 2018 en 2020 werd geen beroep gedaan op het delen van reserves. In 2022 werd evenmin geen beroep gedaan op het delen van reserves (o.b.v. open data beschikbaar op de website www.elia.be).

21. Uit analyse verricht door Elia begin 2022 blijkt ook dat de extra aankoop van 250 MW aan balanceringscapaciteit niet noodzakelijk direct beschikbaar is in het LFC Blok van Elia. Elia berekende¹⁰ dat de gemiddelde marge van beschikbare mFRR-balanceringsenergiebiedingen slechts ongeveer 200 MW bedraagt. De extra aankoop van 250 MW mFRR-balanceringscapaciteit door Elia zal dus tegelijk deze capaciteit uit de andere groothandelsmarkten voor elektriciteit onttrekken waardoor de eindconsument wordt blootgesteld aan een dubbele stijging van kosten: enerzijds de stijging van de aankoopkost voor mFRR-balanceringscapaciteit en anderzijds de stijging van de groothandelsprijs voor levering van elektriciteit in België.

22. Gegeven de bovenstaande punten is de CREG van mening dat het aangewezen is om te zoeken naar alternatieve oplossingen, die zowel kosteneffectief zijn als de systeemveiligheid effectief waarborgen. De CREG beseft dat voor deze winterperiode de tijd hiervoor ontbreekt, reden waarom de CREG in haar beslissing (B)2484 vermeld heeft dat de wijzigingen van de LFC Means door de CREG als een test case worden beschouwd. De beschermingsmaatregel door nu een biedverplichting op te leggen moet dus ook als een *testcase* beschouwd worden.

Eén van de alternatieve oplossing zou kunnen zijn dat de door de CREG reeds goedgekeurde balanceringsregels¹¹, artikel 13 Elia reeds toelaat om, in uitzonderlijke omstandigheden, eenheden met technische beperkingen te activeren volgens de operationele procedure voorzien in artikel 7, goedgekeurd door de CREG op

¹⁰ Voetnoot 5 van het geciteerde advies: Zie paragraaf 29 en bijlage 2 van beslissing (B)2363 van 10 juni 2022, van de CREG.

¹¹ Voetnoot 6 van het geciteerde advies: De momenteel van toepassing zijnde balanceringsregels werden goedgekeurd via CREG beslissing (B)2085 van 18 juni 2020, en te vinden op de site van Elia of als bijlage van de beslissing op <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2085>.

6 december 2019 bij beslissing (B)2025¹² betreffende de operationele overeenkomst van het LFC-blok. Deze maatregel mitigeert het risico van een grote frequentieherstelregelfout (hierna: 'FRCE') als gevolg van uitputting van de beschikbare FRR reserves of wegens buitengewone gebeurtenissen die niet gedekt worden door de dimensioneringsmethodologie. Binnen deze maatregel kan Elia de capaciteit activeren die niet geactiveerd kan worden binnen de maximale tijd voor volledige activering van FRR-reserves. Het volume dat Elia met deze maatregel activeert, wordt beperkt tot wat nodig is om het residueel risico van een grote FRCE weer op aanvaardbaar niveau te brengen."

De gemachtigde betoogde dat de voorliggende maatregel wel degelijk geschikt is, en antwoordde als volgt op de bezwaren van de CREG:

"Zoals hierboven aangegeven bestaat het risico dat in een kritische situatie in het buitenland, de Belgische productiecapaciteit eerst verkocht wordt aan het buitenland waardoor deze niet meer beschikbaar is voor de levering binnen België van de benodigde 1000MW aan mFRR reservecapaciteit (in geval van *critical grid situation*). Elke kritische situatie zal afhangen van de omstandigheden en valt op voorhand moeilijk in te schatten. Maar in het geval er inderdaad voldoende capaciteit nog beschikbaar is in België lijkt het uit voorzichtigheidsprincipe aangewezen om aan de markt op te leggen dat deze eerst voor de reserves moeten aangeboden worden. In het komende jaar moet gewerkt worden aan een meer structurele oplossing voor de komende winters die ingeschreven moet worden in bestaande regelgeving voor het beheer van reservediensten en noodprocedures, die daarin momenteel tekortschiet. Het aanpassen van deze regelgeving (mogelijks ook Europees) kan echter lang duren. In afwachting daarvan en uit voorzichtigheid lijkt daarom aangewezen te voorzien in een tijdelijke mogelijkheid om een biedverplichting in te roepen als zulk een kritische situatie zich voordoet gedurende de rest van deze winterperiode.

Hierna volgt feedback op de overwegingen 19-22 van het advies van de CREG

Overweging 19: De benodigde maatregel die hier behandeld wordt dient ervoor te zorgen dat de volumes aan mFRR, die nodig zijn om de integriteit van het Belgische transmissienet en de Belgische regelzone te garanderen (bijv. om uitval van grote centrales op te vangen), beschikbaar zijn in het bijzondere geval van een *critical grid situation* te wijten aan problemen van bevoorradingszekerheid in naburige landen.

Door aan te geven dat deze volumes eerst (marktconform) aangeboden dienen te worden als reserves, alvorens deze aan te bieden in de dag-1 markt (mogelijks voor levering in het buitenland), kan men de beschikbaarheid van de reserves garanderen. CREG heeft deze redenering bevestigd in haar beslissing (B)2484 waarbij het benodigde aan te kopen volumes met 250 MW wordt verhoogd in geval van een *critical grid situation*. Inderdaad, indien deze volumes vooreerst geselecteerd worden als mFRR reserves, zullen deze nadien niet meer aangeboden worden in de dag-1 markt. In dergelijk geval zal het dag-1 marktmechanisme, zoals beoogd in een goede marktwerking, minder 'vraag' bedienen aan de vraagzijde (mogelijks in het buitenland). Dit heeft tot gevolg dat in dergelijk geval de nodige reservecapaciteit wel degelijk ter beschikking is, wat anders niet noodzakelijk het geval zou zijn.

¹² Voetnoot 7 van het geciteerde advies: De geconsolideerde versie van de op 6 december 2019 goedgekeurde LFC BOA is te vinden als bijlage bij beslissing (B)2025, dat op haar beurt te vinden is op <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2025>.

Dit laat natuurlijk onverlet dat TSOs, in lijn met de geldende E&R regelgeving, elkaar ondersteuning dienen te bieden in geval van noodsituaties of bij de heropbouw van het net (zoals ondersteuning op basis van *beschikbare* balanceringsenergie en het verzoek tot bijstand op basis van nog *beschikbare* volumes (bijv. *slow starting units*) waarvoor echter geen enkele zekerheid bestaat dat deze niet eerder verkocht zijn op de markt (dag-1 of intraday)). Zoals hiervoor aangegeven, is de maatregel dus nodig om de integriteit van het Belgische transmissienet en meer uitgebreid de gehele Belgische regelzone te garanderen.

Voorts gaat het in overweging 19 aangehaalde artikel 21 van de E&R uit van een probleem van bevoorradingszekerheid in de Belgische regelzone, maar dat is niet de gestelde problematiek. Bovendien is het tijds kader van artikel 21 van de E&R de Day-Ahead (dag-1) en niet de periode daarvoor, waar het *in casu* net om gaat. Dit illustreert dat in de huidige regelgeving deze specifieke situatie niet gedekt wordt en we te maken hebben met een paradox verandering.

Overweging 20: De feitelijke gegevens uit het verleden betekenen enkel dat er – gelukkig – geen activering nodig was, maar bewijst geenszins dat deze capaciteit (vastgesteld door Elia en goedgekeurd door CREG) niet door een plots fenomeen nodig kan zijn. Dit is de essentie van het beschikken over deze capaciteit, voor wanneer de nood zich voordoet, indien men wil dat het systeem veilig is.

Overweging 21: De biedverplichting is enkel van toepassing in geval van een *critical grid situation* in welk geval er -net omwille van bevoorradingsproblematiek in de omliggende landen- sterke aanwijzingen zijn voor een zeer lage tot geen beschikbaarheid van de gedeelde reserves. Deze biedverplichting tracht gevolg te geven aan de noodzaak om -voor deze specifieke situatie- het benodigde volume aan mFRR capaciteit, nodig om de integriteit van het Belgische transmissienet en meer algemeen de Belgische regelzone, aan te kunnen kopen. In dergelijk geval dient Elia -krachtens beslissing (B)2484 van CREG- de benodigde aan te kopen mFRR capaciteit met 250 MW te verhogen.

Overweging 22: Iedereen is het erover eens dat huidige maatregel van tijdelijke aard is en er gezocht moet worden naar een meer duurzame oplossing. Alleen was er daarvoor voor de huidige winterperiode nog geen tijd.”

Deze verantwoording van de gemachtigde komt plausibel over, ook al beschikt de Raad van State niet over de vereiste technische expertise en feitelijke elementen om hierover op sluitende wijze een uitspraak te doen. Mede gelet op de onderliggende kwesties aangaande de verenigbaarheid met het EU-recht, komt een uiteindelijk oordeel hierover, in geval van een geschil ter zake, toe aan het Hof van Justitie.

De blijkbaar beperkte omstandigheden waarin de ontworpen maatregel een zinvolle rol kan spelen, hebben dan weer tot gevolg dat de weerslag van het ontwerp op de activiteiten van de BSP geacht kan worden marginaal te zijn.

Bovendien moet worden vastgesteld dat de biedingen onderworpen zijn aan de algemene voorschriften van verordening (EU) nr. 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 ‘betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie’, teneinde marktmanipulatie tegen te gaan. Er kan dan ook worden aangenomen dat, los van de door de overheid opgelegde verplichting om een offerte in te dienen, die offertes zelf en het verdere verloop van de biedprocedure, de uiteindelijke aanvaarding van biedingen en de

daaropvolgende contractering door Elia, aan marktvoorwaarden zullen gebeuren.¹³ Dat werd ook door de gemachtigde bevestigd:

“Onder haar algemene taak van toezicht en controle op de toepassing van de betreffende wetten en reglementen (waaronder ook REMIT) onder artikel 23 van de elektriciteitswet kan de CREG nagaan of de door de aanbieders aangeboden capaciteit ook daadwerkelijk aan marktconforme voorwaarden is gebeurd en op basis daarvan ingrijpen of sanctioneren.

De eigenlijke biedingen zullen verlopen zoals ze nu reeds verlopen, waarbij de deelnemers hun capaciteit en de prijs marktconform aanbieden. Ook nu reeds worden deze prijzen gemonitord op basis van REMIT.”

7.4. Onder voorbehoud van wat zo-even is uiteengezet, lijkt de beperking van de vrijheid van ondernemen en het eigendomsrecht die uit de ontworpen regeling voortvloeit, dan ook aanvaardbaar.

ONDERZOEK VAN DE TEKST

Artikel 6

8. In artikel 2, § 4, van het ontwerp wordt bepaald dat de biedverplichting eindigt op 31 maart 2023. Dit spoort met hetgeen wordt bepaald in artikel 4.7 van de door de CREG goedgekeurde methodologie, waar gewag wordt gemaakt van de periode vanaf 1 november 2022 tot 31 maart 2023. In artikel 6 van het ontwerp wordt evenwel bepaald dat het te nemen besluit buiten werking treedt op 1 april 2023. Aangezien een buitenwerkingtredingsbepaling uitwerking heeft op 24 uur van de vermelde dag, veeleer dan op 0 uur zoals bij een inwerkingtredingsbepaling,¹⁴ moet in artikel 6 van het ontwerp de datum “1 april 2023” worden vervangen door de datum “31 maart 2023”.

*

¹³ Dat is ook van belang voor de toelaatbaarheid van de maatregel onder artikel 16, lid 2, van verordening (EU) 2019/941, wat de gemachtigde als grondslag voor de maatregel naar voor heeft geschoven (zie opmerking 5.3). Niet markt-gebaseerde maatregelen op grond van die bepaling mogen immers de mededinging en de doeltreffende werking van de interne elektriciteitsmarkt niet onnodig verstoren.

¹⁴ Zie *Beginnelsen van de wetgevingstechniek. Handleiding voor het opstellen van wetgevende en reglementaire teksten*, Raad van State, 2008, aanbevelingen 153 en 160 (te raadplegen op www.raadvst-consetat.be).

1. Conformément à l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 3^o, des lois sur le Conseil d'État, coordonnées le 12 janvier 1973, la demande d'avis doit indiquer les motifs qui en justifient le caractère urgent.

En l'occurrence, l'urgence est motivée comme suit :

« Wij dienen U echter te verzoeken om het in referte vermelde ontwerp van koninklijk besluit binnen een beperkte termijn te onderzoeken, gezien het in de praktijk niet mogelijk is om hiervoor de gebruikelijke adviestermijn van dertig dagen in acht te nemen gelet op de omstandigheid dat de netbeheerder deze winterperiode dient te beschikken over de voldoende positieve mFRR balanceringscapaciteit ten behoeve van het evenwicht op en derhalve ook de veiligheid en betrouwbaarheid van het net en dus bij hoogdringendheid dient te beschikken over de maatregel waarbij een biedverplichting wordt ingesteld om het aanbod voor deze capaciteit te verzekeren.

De noden aan frequentieherstelreserves met handmatige activering (hierna: mFRR) in het belasting-frequentieregelblok (LFC blok) van de netbeheerder worden bepaald volgens de dimensioneringsmethode gedefinieerd in de operationele overeenkomst van het LFC blok van de netbeheerder (LFC BOA). Overeenkomstig artikel 213 van de Gedragscode van 20 oktober 2022 tot vaststelling van de voorwaarden voor de aansluiting op en de toegang tot het transmissienet en van de methoden voor het berekenen of vastleggen van de voorwaarden inzake de verstrekking van ondersteunende diensten en de toegang tot de grensoverschrijdende infrastructuur, inclusief de procedures voor de toewijzing van capaciteit en congestiebeheer (Gedragscode) wordt de te contracteren mFRR balanceringscapaciteit in het LFC blok van de netbeheerder bepaald volgens de methodologie om de balanceringscapaciteit te bepalen in het LFC blok (LFC Means).

De berekening van de te contracteren balanceringscapaciteit in de LFC Means houdt rekening met een bijdrage van 250 MW bepaald via reservedeling door transmissienetbeheerders in de synchrone zone van Continentaal-Europa. Echter is een groot deel van de nucleaire productiecapaciteit in Frankrijk tijdelijk onbeschikbaar (Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf (rte-france.com)) en heeft de oorlog in Oekraïne de gasbevoorrading en daarmee tevens een deel van de elektriciteitsproductie in verschillende Europese landen aangetast, waardoor een plots risico kan ontstaan voor elektriciteitstekort bij een buitenlandse transmissienetbeheerder met dewelke de netbeheerder een contract van reservedeling heeft. Dergelijke elektriciteitstekort in het buitenland wordt vastgesteld overeenkomstig de artikelen 8 en 9 van de verordening (EU) 2019/941 van het Europees parlement en de raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG, en maakt het voorwerp uit van de melding door een regionaal coördinatiecentrum van een kritische netsituatie, overeenkomstig artikel 9 van de door ACER goedgekeurde Methodologie voor beoordelingen van de kortetermijn- en seizoensgebonden toereikendheid. Door dergelijk elektriciteitstekort wordt het voor de netbeheerder onzeker om nog een beroep te kunnen doen op de contracten van reservedeling met de landen betrokken in het elektriciteitstekort.

De netbeheerder heeft een voorstel tot wijziging van de LFC Means ter consultatie voorgelegd, dat ingevolge de beslissing van de CREG met kenmerk (B)2484 van 22 december 2022 werd goedgekeurd op grond waarvan het is toegestaan voor de netbeheerder om de te contracteren balanceringscapaciteit te verhogen met 250 MW ingevolge een reductie van de bijdrage van het delen van reserves tot 0 MW tijdens dergelijke momenten van een kritische netsituatie in één of meerdere landen waarvan de transmissienetbeheerder met de netbeheerder een contract heeft van reservedeling.

Een herziening van de uitvoeringsplanning of een herziening van de methodologie vereist een wijziging van de LFC BOA.

De tijdslijn tot aanpassing van de LFC BOA en dus om via de bestaande procedures een kader te vormen waarbij succesvol een biedverplichting tijdens een veiling kan worden opgelegd, gezien de verplichting tot consultatie en goedkeuring door CREG, is bijgevolg niet verenigbaar met de noodzaak van de voorgestelde maatregel tijdens de huidige winterperiode daar een kritische netsituatie kan leiden tot operationele effecten en een systemische verslechtering, die kan resulteren in een elektriciteitscrisis met afschakelingen indien er geen mFRR reserve kan worden gedeeld bij realtime incidenten om onevenwichten op het net tegen te gaan.

Bijgevolg dient aldus voor deze winterperiode gehandeld te worden op grond van artikel 32 van de Elektriciteitswet om het hoofd te bieden aan mogelijke bedreigingen tegen de veiligheid of betrouwbaarheid van het transmissienet, in afwachting van het aanpassen van de bestaande procedures met het oog op het opleggen van een biedverplichting voor het juiste tijds kader.

Na het advies van uw Raad dient bovendien nog een termijn te worden voorzien om de gemaakte opmerkingen te kunnen verwerken. Vervolgens dient tot publicatie over te worden gegaan. Uit deze kalender blijkt dat het in de praktijk niet meer mogelijk is om voor voorliggend ontwerp besluit een adviestermin van dertig dagen in acht te nemen.

Wij zien ons bijgevolg genooddaakt U te verzoeken het advies af te leveren binnen een beperkte termijn van 5 dagen overeenkomstig artikel 84, § 1, eerste lid, 3° van de gecoördineerde wetten op de Raad van State ».

*

2. Conformément à l'article 84, § 3, alinéa 1^{er}, des lois coordonnées sur le Conseil d'État, la section de législation a dû se limiter à l'examen de la compétence de l'auteur de l'acte, du fondement juridique ainsi que de l'accomplissement des formalités prescrites.

*

PORTÉE DU PROJET

3. Le projet d'arrêté royal soumis pour avis instaure une mesure d'urgence temporaire visant la sécurité d'approvisionnement. Dans son avis (A)2504 du 10 janvier 2023, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (ci-après : la CREG) synthétise le dispositif en projet en ces termes :

« 12. Par le projet d'arrêté royal, l'Etat belge, sur proposition de la ministre de l'Energie, souhaite y donner suite et introduire une mesure de sauvegarde qui consiste à imposer au fournisseur de services d'équilibrage (*Balancing Service Provider* - ci-après : BSP), pour la période hivernale 2022-2023, une obligation de faire offre pour la réserve mFRR¹ lorsque :

¹ Note de bas de page 2 de l'avis cité : mFRR = rétablissement de la fréquence du réseau via la flexibilité d'équilibrage par activation manuelle. L'énergie demandée pour rétablir un déséquilibre important entre la production et la consommation devrait pouvoir être activée en 15 minutes.

- le centre de coordination régional ², au plus tôt à J-3, émet un avis de 'situation critique du réseau' concernant un pays limitrophe avec lequel Elia a conclu un contrat de partage de réserves ; et

- en conséquence, le partage de réserves de la capacité d'équilibrage mFRR a été réduit de 250 MW à 0 MW.

Dans ce cas, les BSP qui disposent d'unités de production coordonnables en Belgique et qui ont encore une capacité d'équilibrage mFRR positive devront obligatoirement soumettre une offre à Elia suite à la première enchère de J-1 et ce concernant la CCTU ³ pour laquelle la situation critique du réseau a été déclarée par le centre de coordination régional.

Cette obligation de soumettre une offre peut encore être révoquée par Elia jusqu'à J-1 07h00 ».

L'article 1^{er} du projet contient les définitions. L'article 2 instaure l'obligation d'offre évoquée ci-dessus. L'article 3 prévoit l'imposition d'une amende administrative par la CREG en cas de non-respect de l'obligation d'offre. L'article 4 règle la transmission, par le gestionnaire du réseau, des résultats de la mise aux enchères au ministre qui a l'énergie dans ses attributions, à la CREG et à la Direction générale de l'Énergie.

Une copie de l'arrêté envisagé est transmise à la Commission européenne (article 5). L'arrêté envisagé entre en vigueur le jour de sa publication et ne sera plus d'application à partir du 1^{er} avril 2023 (lire : 31 mars 2023) (article 6).

FONDEMENT JURIDIQUE

4. Le fondement juridique du projet est recherché dans l'article 32 de la loi du 29 avril 1999 'relative à l'organisation du marché de l'électricité'. Cette disposition s'énonce comme suit :

« En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations ou pour l'intégrité du réseau de transport, le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, après avis de la commission et en concertation avec le gestionnaire du réseau, prendre les mesures de sauvegarde nécessaires, y compris des dérogations temporaires aux dispositions de la présente loi.

Ces mesures doivent provoquer le moins de perturbations possibles dans le fonctionnement du marché intérieur européen et ne doivent pas excéder la portée strictement indispensable pour remédier aux difficultés soudaines qui se sont manifestées.

Le ministre notifie immédiatement ces mesures aux autres États membres de l'Union européenne et à la Commission européenne ».

² Note de bas de page 3 de l'avis cité : Article 2, 63^o du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

³ Note de bas de page 4 de l'avis cité : CCTU = Capacity Contracting Time Unit. L'unité de temps est de 4 heures. Elia achète les produits de capacité mFRR pour le jour J en organisant une enchère de capacité pour chaque CCTU du jour J. En d'autres termes, pour le jour J, un total de 6 CCTU pour lesquelles une enchère est organisée par Elia.

L'article 32 de la loi du 29 avril 1999 transposait l'article 42 de la directive 2009/72/CE ⁴, mais cette disposition n'apparaît plus dans la directive (UE) 2019/944 ⁵, qui succède juridiquement à la directive citée en premier. Cela n'affecte cependant en rien l'existence de cette disposition légale ni les exigences qu'elle contient.

5.1. Dès lors, la question se pose tout d'abord de savoir s'il existe une crise soudaine sur le marché de l'énergie ou si la sécurité physique des personnes, la sécurité ou la sûreté des équipements ou des installations ou l'intégrité du réseau de transport est menacée. Dans son avis précité du 10 janvier 2023, la CREG soutient ce qui suit à ce propos :

« 14. L'article 32 de la loi électricité ne décrit pas ce que pourrait être la mesure de sauvegarde. La CREG est d'avis que l'imposition d'une obligation de faire offre peut être qualifiée de mesure de sauvegarde, pour autant que les conditions de l'article 32 de la loi électricité soient remplies et que la mesure de sauvegarde ne porte pas atteinte à la compétence exclusive de la CREG en matière d'approbation des conditions et méthodologies BRP conformément à l'article 5.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : 'EBGL').

En ce qui concerne ce dernier point, la CREG se demande, vu la décision prise par le gouvernement le 25 juillet 2022 déjà (paragraphe 11 du présent avis), pourquoi l'obligation de soumission n'a pas été incluse dans une proposition d'Elia visant à modifier les T&C BSP mFRR conformément à la procédure décrite dans l'EBGL, à savoir la tenue d'une consultation publique du marché et l'approbation par la CREG.

15. Les considérants du projet d'arrêté royal indiquent :

'Considérant qu'une grande partie de la capacité de production nucléaire en France est temporairement indisponible (Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-novembre.pdf (rte-france.com)) et que la guerre en Ukraine a affecté l'approvisionnement en gaz et donc une partie de la production d'électricité dans plusieurs pays européens ;

Considérant que cela peut entraîner un risque soudain de pénurie d'électricité pour un gestionnaire de réseau de transport étranger avec lequel le gestionnaire de réseau a conclu un contrat de partage des réserves ;

Considérant qu'une telle pénurie d'électricité à l'étranger est déterminée conformément aux articles 8 et 9 du Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE, et fait l'objet de la notification par un centre régional de coordination d'une situation critique du réseau, conformément à l'article 9 de la méthodologie pour les évaluations de l'adéquation à court terme et saisonnière approuvée par l'ACER, ce qui rend incertain la possibilité pour le gestionnaire de réseau de pouvoir compter sur les contrats de partage des réserves avec les pays concernés par la pénurie d'électricité; qu'une telle notification d'une situation critique du réseau est déjà le résultat de

⁴ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 'concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE'.

⁵ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 'concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE'.

coordinations entre les gestionnaires de réseau de transport et fournit ainsi un aperçu final de la situation du réseau en temps réel ;

...

Considérant que, compte tenu de la consultation obligatoire et l'approbation par la CREG, le temps nécessaire à d'adaptation du LFC BOA par Elia n'est pas compatible avec la nécessité de la mesure proposée pendant la période hivernale actuelle ;

...

Considérant que, conformément au plan de préparation de risque, la situation critique du réseau peut entraîner des effets opérationnels et une détérioration systémique, pouvant entraîner une crise de l'électricité avec déconnexions, lorsqu'aucune réserve mFRR ne peut être partagée en temps réel pour remédier aux déséquilibres du réseau ;

...

Considérant que, par conséquent, dans l'intervalle, pour cette période hivernale, il est nécessaire d'agir sur la base de l'article 32 de la loi du 29 avril 1999 précitée, afin d'imposer une obligation de soumettre une offre pour l'échéance correcte, afin de faire face à d'éventuelles menaces à la sécurité ou à la fiabilité du réseau de transport ;'

La CREG en déduit que la raison invoquée par la ministre de l'Energie pour prendre cette mesure de sauvegarde concerne 'l'intégrité du réseau de transport'.

16. L'article 32 de la loi électricité prévoit que la mesure de sauvegarde doit perturber le moins possible le fonctionnement du marché intérieur européen et qu'elle ne doit pas dépasser la portée strictement nécessaire pour remédier à la difficulté soudaine, à savoir la crise soudaine du marché de l'énergie.

Dans les considérants du projet d'arrêté royal, cela est justifié comme suit :

'Considérant que, dans la mesure où cette mesure serait qualifiée de non fondée sur le marché, elle respecte les conditions de l'article 16, alinéa 2, du règlement (UE) 2019/941 susmentionné, lorsqu'il est manifeste que les mesures fondées sur le marché ne suffisent pas comme indiqué ci-dessus, et, en raison des modalités, la mesure proposée ne fausse pas indûment la concurrence et le fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité ;'

(...) ».

On peut en effet admettre que la mesure en projet vise à répondre à une menace pour l'intégrité du réseau de transport.

5.2. La question se pose ensuite de savoir si la mesure en projet « provoqu[e] le moins de perturbations possibles dans le fonctionnement du marché intérieur européen et [n'excède pas] la portée strictement indispensable pour remédier aux difficultés soudaines qui se sont manifestées ». Cette question est indissociable de la question encore plus large de la compatibilité de la mesure en projet avec le droit de l'UE, eu égard à la suppression de la disposition précitée de la directive, transposée par la disposition procurant le fondement juridique. Elle se rapporte également aux observations formulées aux points 7 à 7.4.

Dans l'avis précité, la CREG a poursuivi en ces termes :

« 16. (...) »

La CREG tient à ajouter que la ministre de l'Energie a appris, lors d'un contact informel avec la Commission européenne, que :

- 1) une telle mesure (obligation de soumettre une offre) pourrait soit (1) relever de la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157(4) du SOGL, soit (2) être prise en vertu du règlement 2019/941 pour autant qu'une des bases légales susmentionnées soit appliquée de manière cohérente.
- 2) une telle mesure temporaire, en ce compris l'obligation de faire offre, ne serait pas contraire à l'article 40 (4) de la directive européenne 2019/944 (les GRT acquièrent des services d'équilibrage sous réserve de ce qui suit : a) des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché), ni à l'article 32 (2) du règlement (UE) 2017/2195 (EBGL) (Les règles relatives à l'acquisition de capacités d'équilibrage sont conformes aux principes suivants: (a) la méthode d'acquisition est fondée sur le marché au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement, sous réserve que la fixation des prix soit totalement libre).
- 3) conformément à l'article 59.7, b) de la directive européenne 2019/944 (cf. CJUE, affaire C-767/19), une telle mesure temporaire pourrait être adoptée en vertu du règlement européen 2019/941 par un arrêté royal d'un État membre.

La CREG estime que la justification selon laquelle l'obligation de faire offre n'entraînera qu'une faible perturbation du fonctionnement du marché intérieur européen n'est pas suffisamment exposée dans les considérants. La CREG recommande de clarifier ce point ».

Il est heureux que le point de vue de la Commission européenne ait été recueilli à propos de cette question. Il est à noter toutefois que l'article 157, paragraphe 4, du SOGL⁶ implique que la mesure en projet doit en fait émaner du gestionnaire du réseau, en tant qu'élément de la procédure d'escalade mentionnée dans cette disposition. Le projet à l'examen semble passer outre à cette obligation, en établissant lui-même des règles, par dérogation à la méthodologie du gestionnaire du réseau approuvée par la CREG. La référence à l'article 59, paragraphe 7, b), de la directive (UE) 2019/944 soulève également des questions à ce propos, cette disposition autorisant certes des mesures nationales, mais considérant que celles-ci sont fixées par l'autorité de régulation.

5.3. Il a dès lors été demandé au délégué de justifier pourquoi il faut considérer qu'il revient au Roi plutôt qu'au gestionnaire du réseau ou à l'autorité de régulation de prendre la mesure en projet, et comment cette dernière peut être réputée compatible sur le fond avec le droit de l'UE. Il a répondu à cette question en ces termes :

« Artikel 42, van de Richtlijn 2009/72/EG dat het mogelijk maakte voor lidstaten om crisismaatregelen te nemen, is inderdaad opgeheven door artikel 72 van richtlijn (EU) 2019/944, zonder dat er een alternatief voor in de plaats is gekomen. Echter, uit artikel 2, lid 2, van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie vloeit voort dat die bevoegdheid dan in elk geval terugkeert naar de lidstaten, zodat ermee kan worden ingestemd dat de Belgische regelgever na het wegvallen van de richtlijnbeplanning

⁶ Il s'agit du *System Operation Guideline* (voir le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 'établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité').

die die toelating voor de lidstaten bevatte, nog steeds bevoegd is om dergelijke crisismaatregelen vast te stellen (zie ook het advies van de Raad van State Nr. 69.159/3 van 6 mei 2021, randnummer 4 inzake artikel 5 van richtlijn 2009/72/EG).

De maatregel vindt voornamelijk aansluiting bij de crisisbevoegdheid inzake elektriciteit van de lidstaten zoals onder meer ook wordt voorzien in verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG waarbij conform artikel 3 de lidstaat de bevoegde autoriteit aanduidt. Maatregelen, zoals voorzien in voorliggend ontwerpbesluit om situaties die volgen uit toepassing van artikel 8 en 9 van verordening 2019/941, voor zover deze zouden kwalificeren onder artikel 16.2 van deze verordening, kunnen daarmee, dankzij artikel 32 van de elektriciteitswet door de koning vastgesteld worden ».

Il est exact que des compétences partagées qui ne sont plus attribuées à l'Union sont rétrocédées aux États membres conformément à l'article 2, paragraphe 2, du Traité 'sur le fonctionnement de l'Union européenne'. En l'espèce, il s'agit toutefois d'une possibilité d'intervention, offerte aux États membres, qui a été abrogée par l'Union européenne elle-même, de sorte qu'il s'impose d'abord de vérifier si cette matière n'est pas réglée d'une autre manière par le droit de l'UE. Dans ce cas, les États membres doivent en effet se conformer au nouveau cadre harmonisé. À cet égard, le délégué fait lui-même référence aux articles 3, 8, 9 et 16, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/941⁷. En effet, l'article 3 n'exclut pas que pour l'application de ce règlement une autre entité que l'autorité de régulation puisse être désignée comme autorité compétente. Cependant, cette désignation doit en principe se faire à l'avance (et en fait dès le 5 janvier 2020 au plus tard, ainsi qu'il est prévu à l'article 3, paragraphe 1), de manière à ce que la Commission européenne et les autorités compétentes d'autres États membres sachent à qui elles peuvent s'adresser dans une situation de crise.

Même à la lumière de ces dispositions réglementaires, il n'est donc pas du tout évident que le Roi puisse à présent être réputé compétent pour prendre la mesure en projet, par dérogation à la méthodologie approuvée par la CREG. L'article 32 de la loi du 29 avril 1999 permet certes au Roi de déroger – implicitement ou explicitement – à l'ensemble des dispositions de cette loi, mais cette possibilité de dérogation ne s'étend pas aux dispositions d'effet direct du droit de l'UE, telles que le SOGL ou le règlement (UE) 2019/941.

Compte tenu de ce manque de précision concernant le fondement juridique au regard du droit de l'UE, le Conseil d'État se doit dès lors d'émettre une réserve sur ce point. En cas de litige, il appartient à la Cour de Justice de prononcer un jugement définitif sur les limites des compétences des États membres et la répartition interne des compétences entre l'autorité de régulation et d'autres autorités compétentes, et la manière dont celles-ci sont désignées.

Dans la mesure où le Roi peut effectivement être réputé compétent pour prendre la mesure en projet, il est en tout cas recommandé de créer dans la loi du 29 avril 1999 un fondement juridique plus explicite permettant dès lors de préciser la relation avec l'intervention de la CREG et du gestionnaire du réseau.

⁷ Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 'sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE'.

6. L'article 3 du projet est dépourvu de fondement juridique, mais cette disposition est en fait superflue, compte tenu de l'article 31 de la loi du 29 avril 1999, qui ne contient pas de délégation au Roi, mais qui suffit en soi pour permettre à la CREG de sanctionner le non-respect de chaque arrêté d'exécution de cette loi à l'aide des amendes administratives qui y sont mentionnées.

OBSERVATIONS GÉNÉRALES

7. La mesure en projet implique une limitation de la liberté d'entreprise et du droit de propriété, tels qu'ils sont garantis par les articles 16 et 17, paragraphe 1, de la Charte des droits fondamentaux de l'Union européenne. La Belgique agissant en l'occurrence en exécution du droit de l'UE, au sens de l'article 51 de cette Charte, cette dernière constitue la norme de contrôle⁸. Toutefois, ces deux droits ne constituent pas des prérogatives absolues⁹. On vérifiera dès lors si ces limitations sont compatibles avec l'article 52 de la Charte.

7.1. Il s'agit d'une mesure provisoire, imposant uniquement que la capacité dont dispose le *Balancing Service Provider* (ci-après : BSP) soit offerte au gestionnaire du réseau aux conditions du marché. Dans ces circonstances, on ne peut en tout cas pas considérer que le contenu essentiel de ces droits est mis en péril.

7.2. La mesure en projet peut être réputée poursuivre un objectif d'intérêt général reconnu, à savoir la protection de l'intégrité du réseau de transport ainsi que, indirectement, la sécurité d'approvisionnement. Le délégué a précisé ce point en ces termes :

« De doelstelling is de integriteit van de ganse Belgische regelzone (i.e. het ganse Belgische elektrische systeem) waarvoor de transmissienetbeheerder steeds moet kunnen beschikken over de balanceringscapaciteit en – energie om het systeem steeds in evenwicht te houden en aldus een frequentie-instorting te vermijden en zodoende om een elektriciteitscrises te voorkomen of desgevallend te kunnen beperken. Het benodigde volume 'manuele frequency restoration reserves' (mFRR) bedraagt ongeveer 1000 MW aan capaciteit die dagelijks ter beschikking moet zijn om grote incidenten zoals het uitvallen van een grote centrale of belangrijke verbinding op het net op te vangen. In die 1000 MW ging de aankoopmethodologie (zoals goedgekeurd door de CREG) ervan uit dat voor 250 MW capaciteit beroep kan gedaan worden op de reserve sharing met transmissienetbeheerders in buurlanden. Deze 250 MW werd daarom niet aangekocht in de dagelijkse veiling die zich beperkt tot de resterende 750MW.

In de risicoanalyses op de huidige energiecrisis werd beoordeeld dat er een verhoogd risico bestaat dat in de buurlanden onvoldoende reservecapaciteit beschikbaar is die met België gedeeld kan worden. Vooral Frankrijk wordt geconfronteerd door een historisch lage beschikbaarheid van het nucleaire park en in Duitsland en Nederland zou een tekort aan gasbevoorrading ook de elektriciteitsbevoorrading in het gedrang kunnen brengen. Deze

⁸ CJUE, 24 septembre 2020, C-223/19, *YS*, ECLI:EU:C:2020:753, point 81 ; CJUE, 17 décembre 2020, C-336/19, *Centraal Consistorie van België*, ECLI:EU:C:2020:1031, points 47-49. Même s'il s'agit de mesures nationales, elles sont toutefois prises dans un cadre de droit européen qui prévoit déjà une mise en balance des intérêts (notamment l'article 16 du règlement (UE) 2019/941), de sorte que la Belgique intervient effectivement en exécution du droit de l'Union. Il ressort de l'arrêt CJUE du 26 février 2013, C-399/11, *Melloni*, ECLI:EU:C:2013:107, qu'aucune marge ne permet d'appliquer en outre le standard national de protection des droits fondamentaux.

⁹ CJUE, 23 mars 2021, C-28/20, *Airhelp*, ECLI:EU:C:2021:226, point 49.

250 MW capaciteit moet in zulk een situatie (hier geïdentificeerd als een 'critical grid situation') alsnog in België aangekocht worden ten einde de beschikbaarheid te garanderen. Het volume moet daarom weer toegevoegd worden aan de dagelijkse aankoopvolumes voor die reserves zodat deze weer 1000MW bedraagt. Elia heeft daarvoor een aangepaste procedure ingediend bij de CREG die deze heeft goedgekeurd in haar beslissing (B)2484 van 22 december 2022.

Uit analyses en concrete situaties in bijvoorbeeld midden december 2022 waarbij Centraal-West-Europa getroffen werd door een koudegolf, blijkt dat in de dagelijkse veilig voor reserves niet altijd voldoende volume aangeboden wordt door marktpartijen om het totale benodigde volume (in het bijzonder 1000 MW mFRR in geval van *critical grid situation*) af te dekken. In dergelijk geval kan dit worden opgevangen door een extra veiling in de namiddag na de closing van de Day-Ahead markt te organiseren, wat in het verleden doorgaans geleid heeft tot het kunnen contracteren van de historisch benodigde capaciteit (750MW). In geval van een geïdentificeerde *critical grid situation* te wijten aan schaarste in de buurlanden, daarom nog niet in België, bestaat het risico dat het aan te kopen volume van 1000 MW aan mFRR echter niet gevonden wordt. In dergelijk geval zal ook de tweede veilig geen volume zal opleveren omdat deze capaciteit al verkocht zou kunnen zijn in de Day-Ahead markt voor levering in het buitenland. Dan is het te laat om nog voldoende mFRR capaciteit ter beschikking te krijgen. Hoewel het niet gaat over een bevoorradingszekerheidsprobleem binnen België maar wel in de buurlanden, bestaat het risico dat er niet voldoende reservecapaciteit ter beschikking gesteld wordt in België om binnen België een groot incident op te vangen. Dit zou bijgevolg de integriteit niet enkel van het transmissienet maar van de ganse Belgische regelzone, in gedrang kunnen brengen en een plotse black-out kunnen veroorzaken.

De maatregel houdt daarom in om marktpartijen met capaciteit binnen België geschikt voor de reservediensten in geval van een situatie van verwachte tekorten in het buitenland, te verplichten eerst aan te bieden voor deze ondersteunende diensten alvorens ze deze aanbieden op de Day-Ahead markt ».

7.3. La proportionnalité de la mesure doit être appréciée au regard de son adéquation et de sa nécessité.

À cet égard, il s'avère que, dans son avis, la CREG est dubitative quant à l'efficacité de la mesure :

« 19. En vertu de l'article 21 du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après : ('règlement E&R'), lorsque le réseau de transport d'un GRT est en état d'urgence, tous les autres GRT doivent fournir une assistance au GRT concerné et ce, à condition que la fourniture de l'assistance ne provoque pas un état d'urgence dans le réseau de transport du GRT qui fournit l'assistance.

Cette assistance comprend entre autres :

- (i) l'activation de l'énergie d'équilibrage disponible et
- (ii) la demande d'une assistance en puissance active par ses fournisseurs de services d'équilibrage et par tout USR (i.e.: Utilisateur Significatif du Réseau) raccordé dans sa zone RFP qui ne fournit pas encore de services d'équilibrage pour le GRT (comme dans le cas des *slow starting units* visées dans les règles d'équilibrage).

Comme cette assistance doit être fournie conformément au règlement E&R, l'efficacité de cette mesure de sauvegarde est limitée, voire nulle, lorsqu'un bloc RFP voisin, ou le propre bloc RFP d'Elia, est en état d'urgence en temps réel. Si ni le bloc RFP d'Elia ni le bloc RFP d'un pays voisin ne sont en état d'urgence, il n'y a pas de problème de sécurité d'approvisionnement et la mesure de sauvegarde perd son utilité. Par conséquent, la CREG considère que la mesure de sauvegarde n'a pas beaucoup d'utilité, à savoir celle de disposer de ressources d'équilibrage pour compenser l'indisponibilité du partage de réserves.

20. En outre, la CREG note que le partage des réserves a été très rarement appliqué dans la pratique. En 2017, le partage de réserves à la hausse a été activé pendant une seule journée, et en 2019 et 2021 pendant une heure respectivement. Pour les années 2016, 2018 et 2020, il n'a pas été fait appel au partage des réserves. Il n'y a pas eu non plus de recours au partage des réserves en 2022 (sur la base des données ouvertes disponibles sur le site Web www.elia.be).

21. L'analyse menée par Elia au début de 2022 montre également que l'achat supplémentaire de 250 MW de capacité d'équilibrage n'est pas nécessairement disponible directement dans le bloc RFP d'Elia. Elia a calculé ¹⁰ que la marge moyenne des offres d'énergie d'équilibrage mFRR disponibles n'est que d'environ 200 MW. L'achat supplémentaire par Elia de 250 MW de capacité d'équilibrage mFRR retirera donc simultanément cette capacité des autres marchés de gros de l'électricité, exposant le consommateur final à une double augmentation des coûts : d'une part, l'augmentation du coût d'achat de la capacité d'équilibrage mFRR et, d'autre part, l'augmentation du prix de gros pour la fourniture d'électricité en Belgique.

22. La CREG considère donc qu'il est indiqué de rechercher des solutions alternatives qui soient à la fois rentables et garantissent effectivement la sécurité du système. La CREG est consciente que, pour cette période hivernale, le temps manque pour le faire, c'est pourquoi la CREG a indiqué dans sa décision (B)2484 que les modifications des LFC Means sont considérées par la CREG comme un test case. La mesure de sauvegarde visant à imposer maintenant une obligation de faire offre doit donc également être considérée comme un *test case*.

Une solution alternative pourrait être que l'article 13 des règles d'équilibrage déjà approuvées par la CREG ¹¹, permette déjà à Elia, dans des circonstances exceptionnelles, d'activer des unités avec des restrictions techniques selon la procédure opérationnelle prévue à l'article 7, approuvée par la CREG le 6 décembre 2019 par la décision (B)2025 ¹² relative à l'accord d'exploitation de bloc RFP. Cette mesure atténue le risque d'un important écart de réglage dans la restauration de la fréquence (ci-après : 'FRCE') suite à l'épuisement des réserves FRR disponibles ou à cause d'événements extraordinaires qui ne sont pas couverts par la méthodologie de dimensionnement. Dans le cadre de cette mesure, Elia peut activer la capacité qui ne peut être activée dans le délai maximal d'activation complète des

¹⁰ Note de bas de page 5 de l'avis cité : Voir paragraphe 29 et annexe 2 de la décision (B)2363 de la CREG du 10 juin 2022.

¹¹ Note de bas de page 6 de l'avis cité : Les règles d'équilibrage actuellement applicables ont été approuvées par la décision (B)2085 de la CREG du 18 juin 2020, et peuvent être consultées sur le site d'Elia ou en annexe de la décision à l'adresse <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>.

¹² Note de bas de page 7 de l'avis cité : La version consolidée de l'accord d'exploitation de bloc RFP, approuvée le 6 décembre 2019, se trouve en annexe de la décision (B)2025, qui peut elle-même être consultée à l'adresse <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2025>.

réserves FRR. Le volume activé par Elia grâce à cette mesure est limité à ce qui est nécessaire pour ramener le risque résiduel d'un FRCE important à un niveau acceptable ».

Le délégué a fait valoir que la mesure à l'examen est bel et bien appropriée, et a répondu en ces termes aux objections de la CREG :

« Zoals hierboven aangegeven bestaat het risico dat in een kritische situatie in het buitenland, de Belgische productiecapaciteit eerst verkocht wordt aan het buitenland waardoor deze niet meer beschikbaar is voor de levering binnen België van de benodigde 1000MW aan mFRR reservecapaciteit (in geval van *critical grid situation*). Elke kritische situatie zal afhangen van de omstandigheden en valt op voorhand moeilijk in te schatten. Maar in het geval er inderdaad voldoende capaciteit nog beschikbaar is in België lijkt het uit voorzichtigheidsprincipe aangewezen om aan de markt op te leggen dat deze eerst voor de reserves moeten aangeboden worden. In het komende jaar moet gewerkt worden aan een meer structurele oplossing voor de komende winters die ingeschreven moet worden in bestaande regelgeving voor het beheren van reservediensten en noodprocedures, die daarin momenteel tekortschiet. Het aanpassen van deze regelgeving (mogelijks ook Europees) kan echter lang duren. In afwachting daarvan en uit voorzichtigheid lijkt daarom aangewezen te voorzien in een tijdelijke mogelijkheid om een biedverplichting in te roepen als zulk een kritische situatie zich voordoet gedurende de rest van deze winterperiode.

Hierna volgt feedback op de overwegingen 19-22 van het advies van de CREG

Overweging 19: De benodigde maatregel die hier behandeld wordt dient ervoor te zorgen dat de volumes aan mFRR, die nodig zijn om de integriteit van het Belgische transmissienet en de Belgische regelzone te garanderen (bijv. om uitval van grote centrales op te vangen), beschikbaar zijn in het bijzondere geval van een *critical grid situation* te wijten aan problemen van bevoorradingszekerheid in naburige landen.

Door aan te geven dat deze volumes eerst (marktconform) aangeboden dienen te worden als reserves, alvorens deze aan te bieden in de dag-1 markt (mogelijks voor levering in het buitenland), kan men de beschikbaarheid van de reserves garanderen. CREG heeft deze redenering bevestigd in haar beslissing (B)2484 waarbij het benodigde aan te kopen volumes met 250 MW wordt verhoogd in geval van een *critical grid situation*. Inderdaad, indien deze volumes vooreerst geselecteerd worden als mFRR reserves, zullen deze nadien niet meer aangeboden worden in de dag-1 markt. In dergelijk geval zal het dag-1 marktmechanisme, zoals beoogd in een goede marktwerking, minder 'vraag' bedienen aan de vraagzijde (mogelijks in het buitenland). Dit heeft tot gevolg dat in dergelijk geval de nodige reservecapaciteit wel degelijk ter beschikking is, wat anders niet noodzakelijk het geval zou zijn.

Dit laat natuurlijk onverlet dat TSOs, in lijn met de geldende E&R regelgeving, elkaar ondersteuning dienen te bieden in geval van noodsituaties of bij de heropbouw van het net (zoals ondersteuning op basis van *beschikbare* balanceringsenergie en het verzoek tot bijstand op basis van nog *beschikbare* volumes (bijv. *slow starting units*) waarvoor echter geen enkele zekerheid bestaat dat deze niet eerder verkocht zijn op de markt (dag-1 of intraday)). Zoals hiervoor aangegeven, is de maatregel dus nodig om de integriteit van het Belgische transmissienet en meer uitgebreid de gehele Belgische regelzone te garanderen.

Voorts gaat het in overweging 19 aangehaalde artikel 21 van de E&R uit van een probleem van bevoorradingszekerheid in de Belgische regelzone, maar dat is niet de gestelde problematiek. Bovendien is het tijds kader van artikel 21 van de E&R de Day-Ahead (dag-1) en niet de periode daarvoor, waar het *in casu* net om gaat. Dit illustreert dat in de huidige regelgeving deze specifieke situatie niet gedekt wordt en we te maken hebben met een paradox verandering.

Overweging 20: De feitelijke gegevens uit het verleden betekenen enkel dat er – gelukkig – geen activering nodig was, maar bewijst geenszins dat deze capaciteit (vastgesteld door Elia en goedgekeurd door CREG) niet door een plots fenomeen nodig kan zijn. Dit is de essentie van het beschikken over deze capaciteit, voor wanneer de nood zich voordoet, indien men wil dat het systeem veilig is.

Overweging 21: De biedverplichting is enkel van toepassing in geval van een *critical grid situation* in welk geval er -net omwille van bevoorradingsproblematiek in de omliggende landen- sterke aanwijzingen zijn voor een zeer lage tot geen beschikbaarheid van de gedeelde reserves. Deze biedverplichting tracht gevolg te geven aan de noodzaak om -voor deze specifieke situatie- het benodigde volume aan mFRR capaciteit, nodig om de integriteit van het Belgische transmissienet en meer algemeen de Belgische regelzone, aan te kunnen kopen. In dergelijk geval dient Elia -krachtens beslissing (B)2484 van CREG- de benodigde aan te kopen mFRR capaciteit met 250 MW te verhogen.

Overweging 22: Iedereen is het erover eens dat huidige maatregel van tijdelijke aard is en er gezocht moet worden naar een meer duurzame oplossing. Alleen was er daarvoor voor de huidige winterperiode nog geen tijd ».

Cette justification du délégué paraît plausible, même si le Conseil d'État ne dispose pas de l'expertise technique et des éléments de fait requis pour se prononcer d'une manière concluante à ce sujet. Eu égard notamment aux questions sous-jacentes concernant la compatibilité avec le droit de l'UE, il revient à la Cour de Justice de prononcer un jugement définitif à ce sujet en cas de contentieux en la matière.

Les circonstances manifestement limitées dans lesquelles la mesure en projet peut jouer un rôle utile ont quant à elles pour effet que l'incidence du projet sur les activités du BSP peut être réputée marginale.

Force est de constater en outre que les offres sont soumises aux prescriptions générales du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 'concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie', afin de contrer les manipulations de marché. On peut par conséquent considérer qu'indépendamment de l'obligation de soumettre une offre, imposée par l'autorité, ces offres mêmes et la suite de la procédure d'offre, l'acceptation définitive des offres et la passation subséquente d'un marché par Elia, se feront aux conditions du marché¹³. Le délégué en a également apporté la confirmation :

« Onder haar algemene taak van toezicht en controle op de toepassing van de betreffende wetten en reglementen (waaronder ook REMIT) onder artikel 23 van de elektriciteitswet kan de CREG nagaan of de door de aanbieders aangeboden capaciteit ook

¹³ C'est également important pour l'admissibilité de la mesure inscrite à l'article 16, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/941, ce que le délégué a avancé à titre de fondement de la mesure (voir l'observation 5.3). En effet, des mesures non fondées sur le marché en vertu de cette disposition ne peuvent pas fausser indûment la concurrence ni le fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité.

daadwerkelijk aan marktconforme voorwaarden is gebeurd en op basis daarvan ingrijpen of sanctioneren.

De eigenlijke biedingen zullen verlopen zoals ze nu reeds verlopen, waarbij de deelnemers hun capaciteit en de prijs marktconform aanbieden. Ook nu reeds worden deze prijzen gemonitord op basis van REMIT ».

7.4. Sous réserve de ce qui vient d'être exposé, la limitation de la liberté d'entreprise et du droit de propriété résultant du dispositif en projet paraît dès lors admissible.

EXAMEN DU TEXTE

Article 6

8. L'article 2, § 4, du projet dispose que l'obligation d'offre s'arrête le 31 mars 2023. Cette disposition s'accorde avec l'article 4.7 de la méthodologie approuvée par la CREG, qui mentionne la période du 1^{er} novembre 2022 au 31 mars 2023. Or, l'article 6 du projet dispose que l'arrêté envisagé ne sera plus d'application à partir du 1^{er} avril 2023. Dès lors qu'une disposition fixant la fin de vigueur entre en vigueur le jour indiqué à 24 heures, plutôt qu'à 0 heure, comme c'est le cas pour une disposition d'entrée en vigueur ¹⁴, on remplacera la date du « 1 avril 2023 » par celle du « 31 mars 2023 » à l'article 6 du projet.

DE GRIFFIER - LE GREFFIER

DE VOORZITTER - LE PRÉSIDENT

Annemie GOOSSENS

Jeroen VAN NIEUWENHOVE

¹⁴ Voir *Principes de technique législative. Guide de rédaction des textes législatifs et réglementaires*, Conseil d'État, 2008, recommandations 153 et 160 (à consulter sur www.raadvst-consetat.be).