

Beslissing

(B)2433

19 juli 2022

Beslissing over het voorstel van ELIA TRANSMISSION BELGIUM tot wijziging van de balanceringsregels voor de compensatie van de kwartieronevenwichten

genomen met toepassing van artikel 200, van het Koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INLEIDING	4
1. Wettelijk kader	5
1.1. Europees recht	5
1.2. Belgisch recht	6
2. Antecedenten	8
3. Raadpleging	9
3.1. Algemeen.....	9
3.2. Openbare raadpleging van 23 december 2021 tot en met 2 februari 2022	10
3.2.1. Optimale inzet van aFRR- en mFRR-balanceringsenergiemiddelen	10
3.2.2. Systeemveiligheid.....	10
3.2.3. Toetredingsbarrières	16
3.2.4. Prijssignaal voor kleine systeemonevenwichten.....	16
3.2.5. Balanceringskosten.....	17
3.2.6. Alpha-formule.....	18
3.2.7. Compatibiliteit met de toekomst	19
4. Onderzoek van het voorstel	21
4.1. Wettelijke basis tot goedkeuring van het voorstel van onbalansverrekening.....	21
4.2. Beschrijving	21
4.3. Artikelsgewijze bespreking.....	21
4.3.1. Artikel 1 – Voorwerp en toepassingsgebied.....	21
4.3.2. Artikel 2 – Publicatie en toepassing van de Balanceringsregels.....	21
4.3.3. Artikel 3 – Definities en interpretaties	22
4.3.4. Artikel 4	22
4.3.5. Artikel 6	22
4.3.6. Artikel 7	22
4.3.7. Artikel 8	22
4.3.8. Artikel 9	22
4.3.9. Artikel 11	23
4.3.10. Artikel 12	23
4.3.11. Artikel 13	23
4.3.12. Artikel 14	24
4.3.13. Artikel 15	24
4.3.14. Artikel 16	24
4.3.15. Artikel 17	27
4.3.16. Artikel 18	28
4.3.17. Artikel 19	28

4.3.18. Artikel 20	28
4.3.19. Artikel 23	28
4.3.20. Artikel 24	28
4.3.21. Artikel 25	28
4.3.22. Artikel 28	28
Beslissing	29
Bijlage 1	30
Bijlage 2	31
Bijlage 3	32

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna, met toepassing van artikel 200, van het Koninklijk Besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: het FTR), het voorstel van ELIA TRANSMISSION BELGIUM (hierna: ELIA) tot wijziging van de balanceringsregels voor de compensatie van de kwartieronevenwichten (hierna: “het Voorstel van Onbalansverrekening”) binnen het kader van de deelname aan het Europese platform voor de uitwisseling van aFRR-balanceringsenergie (hierna: “het Europese aFRR-platform”).

De CREG ontving het Voorstel van Onbalansverrekening van ELIA per mail van 13 mei 2022, samen met:

- Het voorstel tot wijziging van de regels voor de compensatie van de kwartieronevenwichten, in het Nederlands en in het Engels (Bijlage 1 van huidige beslissing);
- Het consultatierapport met inbegrip van alle individuele commentaren, niet-vertrouwelijke versie, in het Engels (Bijlage 2 van huidige beslissing).

De onderhavige beslissing bestaat uit vijf delen. Het eerste deel vat het wettelijk kader samen. Het tweede deel bevat de antecedenten. Het derde deel bevat de raadpleging. Het vierde deel bevat een analyse van het voorstel en het vijfde deel omvat de eigenlijke beslissing.

Op 19 juli 2022 keurde het Directiecomité van de CREG de onderhavige beslissing goed.

1. WETTELIJK KADER

1.1. EUROPEES RECHT

1. Artikel 6 van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna: Verordening 2019/943) bepaalt onder meer hoe de balanceringsmarkt georganiseerd moet worden.

Zo bepaalt artikel 6.3, van de Verordening 2019/943 dat de balanceringsmarkten de operationele veiligheid moeten waarborgen en voorzien zij tegelijkertijd in maximaal gebruik en efficiënte toewijzing van zoneoverschrijdende capaciteit in de verschillende tijdsbestekken.

2. Op 18 december 2017 is de Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing (hierna: "EBGL") in werking getreden. Overeenkomstig Overweging (15) opgenomen in de Verordening 2019/943 voorziet Titel V van de EBGL dat de verrekening van onbalansen in het algemeen tot doel heeft ervoor te zorgen dat de balanceringsverantwoordelijken hun eigen balans in stand houden of de systeembalans op efficiënte wijze helpen herstellen en voorziet in prikkels voor marktdeelnemers om de systeembalans in stand te houden of te helpen herstellen. Om balanceringsmarkten en het energiesysteem in zijn geheel klaar te maken voor de integratie van steeds meer variabele hernieuwbare energie, moet de prijs van onbalansen een weergave zijn van de realtimewaarde van energie. Alle marktdeelnemers zijn financieel verantwoordelijk voor de onbalansen die zij in het systeem veroorzaken, d.w.z. het verschil tussen het toegewezen volume en de eindpositie op de markt. Voor vraagresponsaggregatoren bestaat het toegewezen volume in het energievolume dat fysiek wordt geactiveerd door de belasting van de deelnemende afnemers, op basis van een vastgestelde meet- en basislijn-methodologie.

3. Artikel 12, van de EBGL somt de verplichtingen van de TSBs op inzake publicatie van informatie betreffende onder meer de actuele systeembalans van de programmeringszone(s), de balanceringsenergiebiedingen van de programmeringszone(s), de vraag of en de wijze waarop de balanceringsenergiebiedingen zijn geconverteerd, de geaggregeerde informatie over de balanceringsenergiebiedingen, over de aangeboden balanceringscapaciteit en de aangeboden prijzen hiervan en de toewijzing en het gebruik van van zoneoverschrijdende capaciteit voor het uitwisselen van balanceringscapaciteit.

4. Artikel 14, van de EBGL bepaalt verder dat:

"1. Elke TSB is verantwoordelijk voor het aankopen van balanceringsdiensten bij BSP's, om de operationele veiligheid te garanderen, en 2. Elke TSB past een self-dispatchingmodel toe voor het bepalen van productieprogramma's en verbruiksprogramma's. TSB's die een centraal dispatchingmodel toepassen op het ogenblik van de inwerkingtreding van deze verordening stellen de relevante regulerende instantie hiervan in kennis overeenkomstig artikel 37 van Richtlijn 2009/72/EG als zij een centraal dispatchingmodel voor het bepalen van productieprogramma's en verbruiksprogramma's willen blijven toepassen. De relevante regulerende instantie gaat na of de taken en verantwoordelijkheden van de TSB in overeenstemming zijn met de definitie van artikel 2, punt 18".

5. Overeenkomstig artikel 18.1, b), van de EBGL moet Elia uiterlijk zes maanden na de inwerkingtreding van de EBGL voor alle programmeringszones van België, een voorstel opstellen betreffende de voorwaarden voor de balanceringsverantwoordelijke (hierna: BRP).

6. Artikel 18.2, van de EBGL vervolgt dat de bedoelde voorwaarden ook regels voorziet voor de opschorting en herneming van marktactiviteiten overeenkomstig artikel 36, van de 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 NC") en voor verrekening in geval van marktopschorting overeenkomstig artikel 39, van de E&R NC, zodra deze zijn goedgekeurd overeenkomstig artikel 4 van de E&R NC. Op 18 december 2018 heeft Elia hierover bij de CREG een voorstel ingediend voor goedkeuring. Bij beslissing (B)1941 van 19 september 2019¹ heeft de CREG dit voorstel van Elia afgekeurd. Elia heeft tot op heden nog geen nieuw voorstel ingediend.

7. Artikel 18.3, van de EBGL bepaalt dat elke transmissiesysteembeheerder (hierna: "TSB") bij de opstelling van voorstellen voor voorwaarden voor BRP's als volgt te werk gaat:

"a) hij pleegt overleg met de TSB's en distributiesysteembeheerders (hierna: DSB's) die gevolgen kunnen ondervinden van die voorwaarden;

b) hij neemt het kader voor de oprichting van Europese platforms voor de uitwisseling van balanceringsenergie en voor onbalansnetting, overeenkomstig de artikelen 19, 20, 21 en 22, van de EBGL in acht;

c) hij betreft andere DSB's en andere belanghebbenden bij de opstelling van het voorstel en houdt rekening met hun standpunten, onverminderd de openbare raadpleging overeenkomstig artikel 10, van de EBGL."

8. Overeenkomstig artikel 18.6, van de EBGL bevatten de voorwaarden voor BRP's met onder andere voor huidige beslissing van belang :

"f) de regels voor de verrekening van BRP's, overeenkomstig hoofdstuk 4 van titel V, van de EBGL;

k) de verrekeningsregels overeenkomstig de artikelen 52, 53, 54 en 55;"

1.2. BELGISCH RECHT

9. Artikel 200, van het FTR bepaalt dat:

"§ 1. Onverminderd de toepassing van de netcodes en de Europese richtlijnen, legt de transmissienetbeheerder, na publieke consultatie, de werkingsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartuurne-evenwichten ter goedkeuring voor aan de commissie. Deze regels zijn vastgelegd volgens duidelijke, objectieve, transparante en niet-discriminerende criteria. Deze regels worden ook balanceringsregels genoemd, en worden, na de goedkeuring van de commissie integraal gepubliceerd door de transmissienetbeheerder.

§ 2. De balanceringsregels bedoeld in paragraaf 1 stellen tenminste de volgende elementen vast, tenzij deze al vastgelegd zijn in de toepasselijke wetgeving en/of in de documenten goedgekeurd door de commissie bij toepassing van het Europees richtsnoer EBGL:

1° de lijst van de middelen die de transmissienetbeheerder ter beschikking heeft, en de gedetailleerde modaliteiten op grond waarvan hij deze gebruikt om het evenwicht van de belasting-frequentieregelzone te verzekeren;

2° de mogelijke impact die het gebruik ervan kan hebben op de componenten van de tarieven van toepassing op de evenwichtsverantwoordelijken overeenkomstig de artikelen 12 tot en met 12quinquies van de wet van 29 april 1999;

¹ <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b1941>

3° de modaliteiten voor de tijdige publicatie van de relevante informatie voor de balancerings van de belasting-frequentieregelzone;

4° de modaliteiten voor toezicht op de werking van de balanceringsmarkt en de opmaak van de daarbij horende rapporten voor de commissie.

§ 3. De transmissienetbeheerder communiceert aan de evenwichtsverantwoordelijke alle relevante informatie, in geval van activatie van energie die leidt tot een wijziging van de injecties en/of afnames van actief vermogen die aan deze evenwichtsverantwoordelijke zijn toegewezen overeenkomstig de bepalingen beschreven in de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de evenwichtsverantwoordelijken.”

10. Verder bepalen de artikelen 226-227 van het FTR:

“Art. 226. § 1. De aanbieder van balanceringsdiensten stelt het beschikbare opwaartse of neerwaartse actieve vermogen onder de vorm van aanbiedingen van balanceringsenergie ter beschikking van de transmissienetbeheerder, voor:

1° elke elektriciteitsproductie-eenheid of productiepark in de regelzone bedoeld in artikel 35, § 2, eerste lid, beschouwd als bestaande of nieuwe, overeenkomstig artikel 35, §§ 7 en 8, van het type C of D volgens de classificatie van artikel 35, § 2, derde lid, en waarvan het nominale vermogen voor de toegang tot het net hoger is dan of gelijk is aan 25 MW;

2° elk asynchroon opslagpark in de regelzone, beschouwd als bestaand of nieuw overeenkomstig artikel 35, § 9, en van het type C of D overeenkomstig de classificatie van artikel 35, § 4.

§ 2. Die verplichting doet geen afbreuk aan het recht voor een aanbieder van balanceringsdiensten om aanbiedingen van balanceringsenergie in te dienen vanuit andere elektriciteitsproductie-eenheden en asynchrone opslagparken dan degene bepaald in paragraaf 1, of vanaf verbruikerseenheden op voorwaarde te beantwoorden aan de vereisten zoals beschreven in de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de aanbieders van balanceringsdiensten en aan de bepalingen van artikel 182 van de Europese richtsnoeren SOGL. § 3. De aanbieder van balanceringsdiensten is aangeduid door een betrokken netgebruiker volgens de bepalingen voorzien in de modaliteiten en voorwaarden van toepassing op de aanbieders van balanceringsdiensten. Wanneer er geen enkele aanbieder voor balanceringsdiensten is aangeduid voor de installaties bedoeld in paragraaf 1, dan wordt de betrokken netgebruiker automatisch aanbieder van balanceringsdiensten en krijgt hij de verplichting toegewezen om het beschikbare vermogen ter beschikking te stellen van de transmissienetbeheerder zoals bepaald in paragraaf 1.

Art. 227. De transmissienetbeheerder ziet toe op de beschikbaarheid van en, in voorkomend geval, op de inwerkingstelling van de balanceringsdiensten:

1° volgens objectieve, transparante en niet-discriminerende procedures, die berusten op de marktregels overeenkomstig artikel 4 van de Europese richtsnoeren EBGL;

en

2° overeenkomstig de operationele regels voorzien in dit besluit.”

2. ANTECEDENTEN

11. Bij beslissing (B)2085 van 18 juni 2020 heeft de CREG de op 28 mei 2020 door Elia ingediende voorstellen betreffende de balanceringsregels enerzijds van de frequentiebegrenzingsreserves (FCR) en anderzijds van de automatische frequentieherstelreserves (aFRR) goedgekeurd. Deze balanceringsregels zijn in werking getreden op hetzelfde moment als de respectievelijke voorwaarden en methodologieën van toepassing op de aanbieders van balanceringsdiensten (T&C BSP FCR en de T&C BSP aFRR)².

12. Bij beslissing (B)2366 van 24 maart 2022 heeft de CREG het op 18 februari 2022 door Elia ingediend voorstel tot wijziging van de voorwaarden van de aanbieder van balanceringsdiensten (hierna: BSP) voor Frequentieherstelreserves met automatische activering (aFRR) goedgekeurd³. De wijzigingen betreffen de herziening van het ontwerp van de markt voor de inkoop van aFRR-balanceringscapaciteit en de aanpassing van de regels met als doel het LFC Blok van Elia aan te sluiten tot het Europese platform voor de uitwisseling van balanceringsenergie van frequentieherstelreserves met automatische activering.

13. De inwerkingtreding van de goedgekeurde T&C BSP aFRR gebeurt in twee stappen.

In een eerste stap treden alle wijzigingen in werking behalve die met betrekking tot:

- de definitie van de grensoverschrijdende marginale prijs (hierna: "CBMP", of cross-border marginal price) van het aFRR platform;
- de voorgestelde Bijlage 14 (Vergoeding in het geval van fall-back), en
- de wijzigingen met betrekking tot de artikelen II.16.6, II.16.7, II.16.8, II.16.9 (i.e. het pay-as-cleared principe).

Deze wijzigingen treden pas in werking ten vroegste 1 maand na goedkeuring van de CREG en niet eerder dan 21 april 2022.

14. In een tweede fase treden alle overige wijzigingen in werking, maar niet eerder dan 22 juni 2022 of 1 maand na goedkeuring door de CREG en mits de CREG het huidig Voorstel van Onbalansverrekening heeft goedgekeurd. Huidig Voorstel van Onbalansverrekening werd door Elia bij de CREG ingediend op 13 mei 2022.

Elia stelt in haar goedkeuringsaanvraag dat in lijn met de roadmap 2021-2022 de aansluiting op het Europese platform voor de uitwisseling van aFRR balanceringsenergie, bekend als het PICASSO-project, een evolutie van het lokale aFRR energiedesign vereist. Deze evolutie van het design impliceert eveneens wijzigingen aan de balanceringsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de kwartieronevenwichten (hierna: balanceringsregels). De belangrijkste wijzigingen in de balanceringsregels hebben betrekking op de volgende onderwerpen:

- De interacties met het aFRR-Platform voor de selectie van de aFRR-energiebiedingen en de fallback-situaties;
- De berekening van het systeemmonbalans;
- De berekening van de onbalansprijs;
- De publicaties op de Elia-website;

² <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2085>

³ <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b2366>

- De rapportering aan de CREG

3. RAADPLEGING

3.1. ALGEMEEN

15. Over het Voorstel van Onbalansverrekening heeft Elia een openbare raadpleging georganiseerd van 23 december 2021 tot 2 februari 2022.

Volgens het consultatierapport (bijlage 2 van huidige beslissing) heeft Elia twee niet-vertrouwelijke reacties mogen ontvangen van:

- Febeg;
- Febeliec.

Daarnaast heeft Elia van één individuele entiteit een reactie mogen ontvangen die het voorstel in zijn geheel ondersteunt.

De CREG zal hieronder enkel de reacties van de marktpartijen en van het antwoord van Elia bespreken wanneer de CREG hierop opmerkingen heeft en/of het hiermee niet eens is.

16. Naar aanleiding van de reacties van de belanghebbenden op de openbare raadpleging heeft Elia een aantal wijzigingen aan het Voorstel van Onbalansverrekening doorgevoerd.

De voornaamste wijziging, die naar aanleiding van de raadpleging en intensieve besprekingen met de CREG en de marktpartijen, alsook een bijkomende raadpleging van de marktpartijen tijdens de WG Balancing van donderdag 5 mei 2022, aan de consultatieversie werd aangebracht betreft de bepaling van de onbalansprijs. Volgens Elia is het immers essentieel dat de objectieffunctie voor de berekening van de onbalansprijs erin moet bestaan om de Belgische regelzone tegen de laagst mogelijke kosten in evenwicht te brengen en tegelijk de netveiligheid te garanderen. Hiervoor moeten de voordelen die gekoppeld zijn aan de Europese marktintegratie door een prijsvorming op EU-niveau zo goed mogelijk worden geïntegreerd zonder de BRP's een (financiële) stimulans te geven die de netveiligheid in gevaar zou kunnen brengen. De aangepaste formule voor de berekening van de onbalansprijs, beschreven in artikel 16 en 17 van de balanceringsregels, combineert op de best mogelijke manier deze elementen en vormt een compromis tussen de bezorgheden aan beide kanten van het spectrum in de antwoorden op de raadpleging en de bezorgheden van de CREG. In het consultatierapport (bijlage 2 van huidige beslissing) is een uitgebreide toelichting opgenomen over alle aanpassingen aan de formule. De aangepaste formule is immers gebaseerd op een formule voorgesteld door FEBEG tijdens de openbare raadpleging, en werd gewijzigd om rekening te houden met de vereisten met betrekking tot de netveiligheid (cf supra) en de belangen van de andere marktpartijen. Deze aanpassing volgt het normale proces waarbij een voorstel – vooraleer ter goedkeuring aan de CREG voor te leggen – wordt aangepast om tegemoet te komen aan de relevante opmerkingen van de marktpartijen zoals geformuleerd tijdens deze publieke raadpleging. Niettemin heeft Elia alle marktpartijen transparant geïnformeerd over de aangepaste formule op voornoemde WG Balancing, waarbij de steun voor de aanpassing werd ontvangen, door de marktpartijen die op de raadpleging hadden geantwoord, als het best mogelijke compromis en waarbij met het oog op een zo snel mogelijke implementatie werd overeengekomen dat deze aanpassing geen extra openbare raadpleging vergt.

17. Het directiecomité van de CREG is van oordeel dat op grond van haar huishoudelijk reglement, de CREG geen raadpleging moet organiseren over huidige beslissing om redenen dat:

- de duur van de raadpleging 6 weken bedroeg en dat

- over de wijzigingen aangebracht aan de consultatieversie, Elia voldoende overleg heeft gepleegd met de belanghebbenden van wie zij bovendien de steun heeft gekregen en het voor hen evenmin nodig bleek te zijn om over de aanpassingen een extra openbare raadpleging te organiseren.

3.2. OPENBARE RAADPLEGING VAN 23 DECEMBER 2021 TOT EN MET 2 FEBRUARI 2022

3.2.1. Optimale inzet van aFRR- en mFRR-balanceringsenergiemiddelen

18. FEBELIEC plaatst vraagtekens bij de volgorde waarin ELIA de aFRR- en mFRR-reserves activeert. Meer bepaald is het niet evident dat het optimaal zou zijn dat ELIA de dure aFRR-biedingen activeert wanneer goedkope mFRR-biedingen beschikbaar zijn.

ELIA antwoordt dat men zou kunnen overwegen om proactief mFRR te activeren, maar dat dit zou kunnen leiden tot overshoots, vooral als de BRP's reageren om de onbalans (deels) weg te werken. De CREG is van mening dat het antwoord van ELIA correct is. Er is inderdaad een trade-off tussen het activeren van meer controleerbare maar dure biedingen (aFRR) en het activeren van minder controleerbare maar goedkope biedingen (mFRR). Het is bijgevolg niet mogelijk om deze vraag te beantwoorden zonder een gedetailleerde analyse. De CREG merkt echter op dat deze vraag reeds herhaaldelijk werd gesteld door de marktspelers. Het lijkt dus niet langer aanvaardbaar dat ELIA blijft hangen in een hypothetische discussie over de mogelijkheid om mFRR te activeren om te vermijden dat duurdere aFRR-biedingen worden geactiveerd. Daarom moedigt de CREG ELIA aan om dit onderwerp meer diepgaand te bestuderen.

3.2.2. Systemveiligheid

19. FEBEG antwoordt dat onbalansen conform artikel 44 van de EBGL verrekend moeten worden tegen een prijs die een weergave vormt van de realtime-energiewaarde. Elia antwoordt dat de onbalansprijs netveiligheid niet in gevaar mag brengen noch mag leiden tot additionele kosten, zoals bijvoorbeeld in de vorm van een stijging in aankoopkosten van balanceringscapaciteit). Dit betekent voor Elia dat de onbalansprijs nooit aanleiding mag geven aan BRPs in de onbalanszone van Elia om de onbalans van het LFC Blok te verergeren. Ze vervolgt dat deze balanceringsfilosofie nog steeds toelaat om de baten van de Europese integratie in beperkte mate te capteren en in lijn ligt met de interpretatie van Elia van de EBGL en de ACER ISH beslissing.

De onbalansverrekening moet de doelstellingen van de EBGL nastreven. Artikelen 3.1 b) en 3.1 d) van de EBGL stellen efficiëntie van de day-ahead, intraday en balanceringsmarkten voorop, net als hun consistentie. Artikelen 3.2 c) en 3.2 d) van de EBGL stellen dat geoptimaliseerd moet worden tussen de hoogste efficiëntie en laagste totale kosten, en dat de TSBs zo veel mogelijk gebruik moeten maken van marktgebaseerde mechanismen om de veiligheid en stabiliteit van het netwerk te garanderen. De CREG gaat evenwel niet akkoord met de interpretatie van Elia dat de onbalansprijs nooit aanleiding mag geven aan BRPs in de onbalanszone van Elia om de onbalans van het LFC Blok te verergeren. De CREG verwijst naar het mechanisme van onbalansnetting, waarbij een onbalans in een LFC Blok de onbalans in een ander LFC Blok deels of volledig compenseert. Indien de verergering van de onbalans in het ene LFC Blok de onbalans in het ander LFC Blok aan laagste kosten compenseert, dan moet deze oplossing toegelaten en aangemoedigd worden zolang er voldoende transportcapaciteit is.

Het verergeren van onbalansen van het LFC Blok leidt niet tot hogere balanceringskosten zolang de verhoging van de onbalans een onbalans in een ander LFC Blok compenseert: er is namelijk geen nood om de reserves voor FRR binnen een LFC Blok te verhogen: de onbalans wordt veroorzaakt door beschikbare middelen die aanwezig zijn in het systeem en die de onbalansen in beide LFC Blokken compenseren. Aangezien deze beschikbare middelen onbalansen compenseren, wordt daarenboven de activatie van duurdere balanceringsmiddelen vermeden. Deze optimale reacties van de balanceringsmiddelen worden gevraagd door artikel 3, onder m), van verordening nr. 943: "de marktvoorschriften maken efficiënte dispatching van middelen voor elektriciteitsproductie, energieopslag en vraagresponso mogelijk". Dit artikel geeft duidelijk aan dat het design tot doel heeft dat de meest efficiënte eenheden in real time draaien, ongeacht hun locatie (zolang wordt voldaan aan de netwerkeisen) en of ze nu worden gebruikt door een BSP of een BRP. Dit standpunt wordt ook bevestigd door William Hogan⁴: "De ISO moet de totale energiebalans van het systeem handhaven, maar er is geen fysieke noodzaak en geen regelgevend belang om te eisen dat een bepaalde combinatie van uitwisselingen in balans moet zijn. Eigenlijk is het tegendeel waar. Individuele balanceringsverplichtingen bemoeilijken de taak van de ISO en vormen een instrument om zijn marktpositie te versterken. Dit druist in tegen het algemeen belang."

Het verergeren van de onbalans van het LFC Blok leidt ook niet noodzakelijk tot problemen met netveiligheid. Zowel onbalansnetting als het Europese aFRR-platform houden rekening met de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit. Indien deze gesatureerd is zullen de prijzen in beide LFC Blokken divergeren en de marginale bieding per LFC Blok reflecteren. Rekening houdend dat de TSB reeds balanceringsmiddelen geactiveerd zal hebben om de onbalans van het LFC Blok te verminderen en ter anticipatie van de saturatie van de beschikbare grensoverschrijdende capaciteit, zal de prijs van het LFC Blok tijdig de nodige signalen aan BRPs geven om de onbalans van het LFC Blok niet verder te verergeren. Het resultaat is dat deze door de BRP ingezette balanceringsmiddelen de systeemveiligheid niet in gevaar brengen.

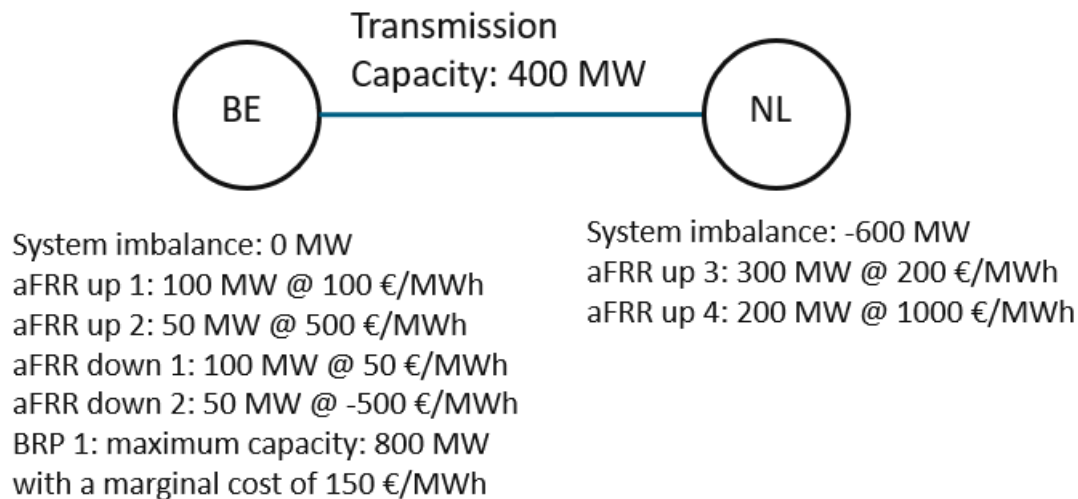
De CREG is dus van mening dat er niet afgeweken moet worden van de op de balanceringsmarkt gebaseerde grensoverschrijdende marginale prijzen om de systeemveiligheid te garanderen. Zulke afwijking vermindert de efficiëntie van de balanceringsmarkten (en via het principe van *backpropagation*' ook de efficiëntie van de day-ahead en intradaymarkten) en leidt voor BRPs tot hogere (onbalans)kosten dan de reële kosten die het gevolg zijn van de via het Europese aFRR-platform geoptimaliseerde aFRR-activaties. Als gevolg is de CREG van oordeel dat het beperken van onbalansnetting in strijd is met de doelstellingen van de EB GL.

20. Als antwoord op wat uiteengezet is in paragraaf 19 van deze beslissing, is ELIA vanuit technisch oogpunt van mening dat, indien de BRP's alleen kijken naar het prijssignaal zonder te kijken naar de beschikbare cross-border-capaciteit, ze in real time gevaarlijke congesties zouden kunnen veroorzaken. Ten eerste is de CREG van mening dat de prijs, in het voorstel van FEBEG, geen stimulans zal bieden om congestie te veroorzaken. Als de BRP's congestie zouden veroorzaken, zou de prijs voor hen immers ongunstig worden. Ten tweede merkt de CREG op dat het congestierisico in stijgende mate in de prijs tot uiting zal komen. Deze twee punten kunnen worden geïllustreerd aan de hand van het volgende voorbeeld (zie Figuur 1).

21. In dit voorbeeld bekijken we een geval waarin er een ATC is aan het begin van het interval van 400 MW tussen België en Nederland. De systeemonbalans in Nederland bedraagt -600 MW en het Belgische systeem is in balans. Laten we aannemen dat er in België twee positieve standaard aFRR-balanceringsenergiebiedingen zijn: de eerste van 100 MW tegen 100 €/MWh, de tweede van 50 MW tegen 500 €/MWh. En dat er in België ook twee negatieve standaard aFRR-

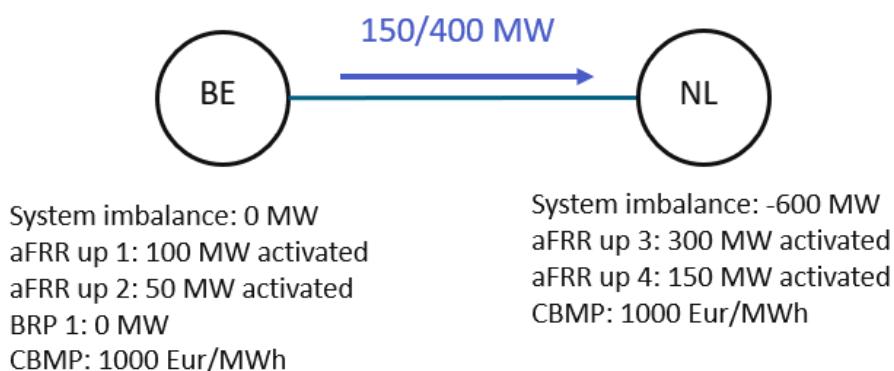
⁴ Translation by the CREG from: W Hogan, "RESTRUCTURING THE ELECTRICITY MARKET: INSTITUTIONS FOR NETWORK SYSTEMS", 1999.

balanceringsenergiebiedingen zijn: de eerste van 100 MW tegen 50 €/MWh, de tweede van 50 MW tegen -500 €/MWh. Laten we ook aannemen dat er twee positieve standaard aFRR-balanceringsenergiebiedingen zijn in Nederland. De eerste van 300 MW tegen 200 €/MWh en de tweede van 200 MW tegen 1000 €/MWh. Laten we ervan uitgaan dat een BRP in België zal reageren op de onbalansprijs. Er is een eenheid met een capaciteit van 800 MW met een marginale kost van 150 €/MWh.



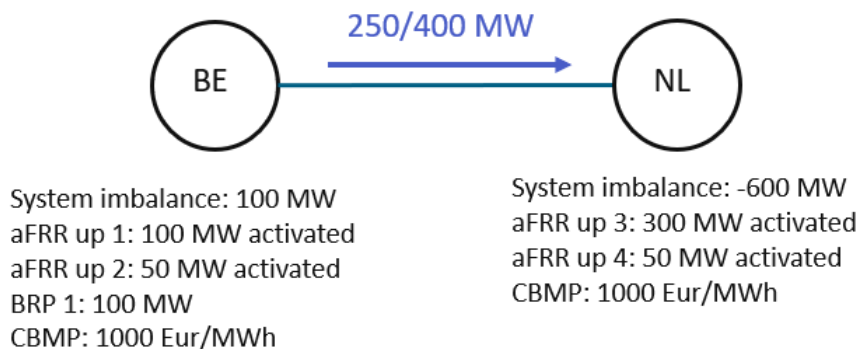
Figuur 1: Overzicht van de aannames die gebruikt worden in het voorbeeld

Voordat de BRP reageert (figuur 2), wordt de onbalans gedekt door 150 MW aFRR-activering in België en 450 MW aFRR-activering in Nederland. Dit impliceert een stroom van 150 MW van België naar Nederland. De grensoverschrijdende marginale prijs bedraagt 1000 €/MWh.



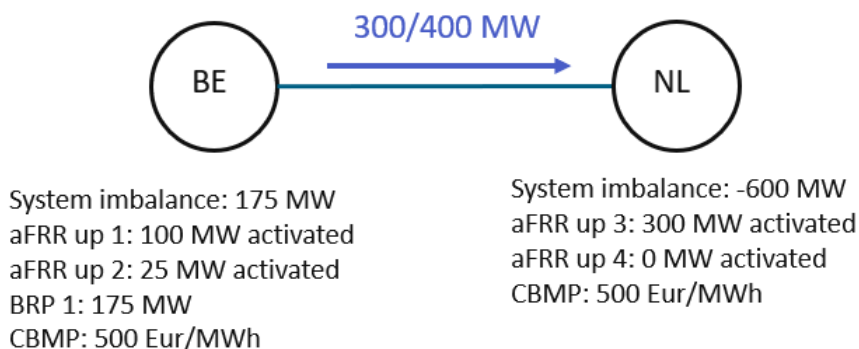
Figuur 2: Bepaling van de grensoverschrijdende marginale prijs alvorens Belgische BRPs reageren

Na verschillende optimalisatiecycli (Figuur 3), gaan we ervan uit dat de BRP in België zijn productie met 100 MW heeft verhoogd. In dit geval zijn in Nederland 100 MW aan aFRR in de positieve richting gecompenseerd. Door te reageren draagt de BRP bij tot de stabiliteit van het systeem via het vergroten van de hoeveelheid aFRR die beschikbaar is om te voldoen aan toekomstige behoeften. We krijgen zo een stroom van 250 MW van België naar Nederland. De grensoverschrijdende marginale prijs blijft gelijk op 1000 €/MWh.



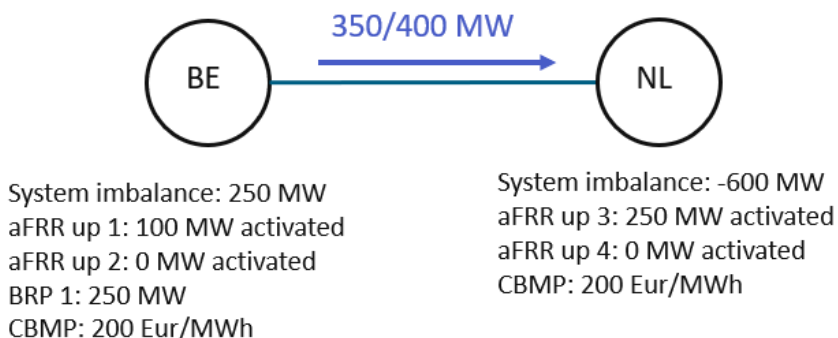
Figuur 3: Grensoverschrijdende marginale prijs na 100 MW reactie van Belgische BRPs.

Meerdere optimalisatiecycli later (Figuur 4) verhoogt de BRP zijn productie met nog eens 75 MW (175 MW in totaal). Nog eens 25 MW aan aFRR zijn nu gecompenseerd in België en 50 MW in Nederland. Dit impliceert een stroom van 300 MW van België naar Nederland. Op dat moment wordt de grensoverschrijdende marginale prijs bepaald door de duurste bieding in België aan 500 €/MWh.



Figuur 4: Grensoverschrijdende marginale prijs na 175 MW reactie van Belgische BRPs.

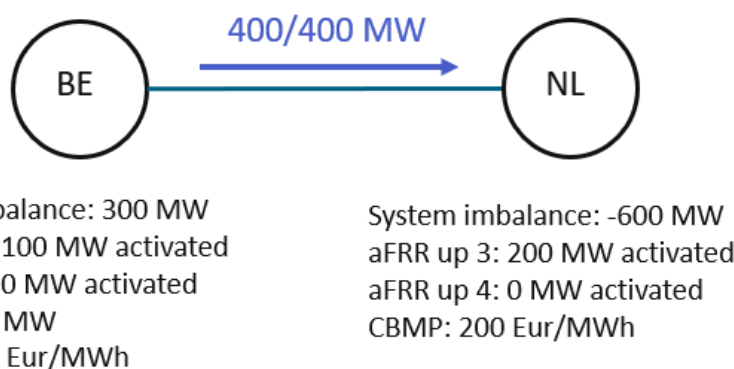
Meerdere optimalisatiecycli later (Figuur 5) heeft de BRP zijn productie verhoogd met 250 MW. Nog eens 25 MW aan aFRR werd gecompenseerd in België en 50 MW in Nederland. Dit impliceert een stroom van 350 MW van België naar Nederland. De grensoverschrijdende marginale prijs wordt bepaald door de goedkoopste bieding in Nederland aan 200 €/MWh. Deze wijziging van de grensoverschrijdende marginale prijs beïnvloedt de onbalansprijs en geeft een signaal aan de BRP dat zijn reactie minder voordelig wordt.



Figuur 5: Grensoverschrijdende marginale prijs na 250 MW reactie van Belgische BRPs.

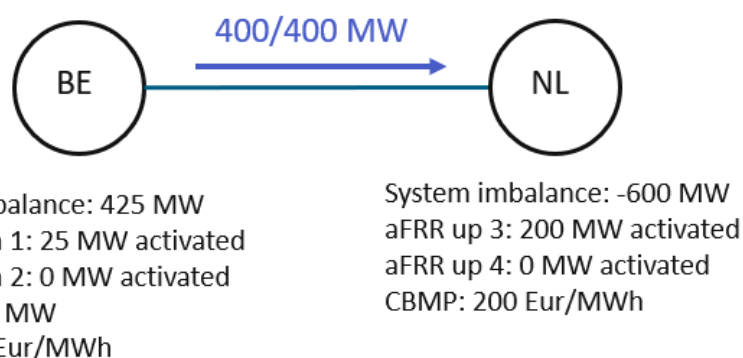
22. Meerdere optimalisatiecycli later (Figuur 6) heeft de BRP zijn productie verhoogd met 300 MW. Nog eens 50 MW aan aFRR wordt gecompenseerd in Nederland. Dit impliceert een stroom van 400 MW van België naar Nederland. Aangezien de lijn tussen België en Nederland verzadigd is, wordt de grensoverschrijdende marginale prijs bepaald door de goedkoopste bieding in België tegen 100 euro/MWh. Deze verandering in de grensoverschrijdende marginale prijs beïnvloedt de onbalansprijs en zendt een signaal naar de BRP om zijn reactie te stoppen omdat de grensoverschrijdende marginale prijs lager is dan zijn marginale kost.

23. De CREG concludeert uit dit voorbeeld dat de BRP een stimulans heeft om zijn reactie te stoppen alvorens de transportcapaciteit wordt overschreden. In de rest van het voorbeeld analyseren wij wat er met de prijzen zou gebeuren indien de BRP zijn reactie zou voortzetten, ook al is dat niet in zijn belang. Merk op dat het volgende voorbeeld dus een irrationele actor veronderstelt.



Figuur 6: Grensoverschrijdende marginale prijs na 300 MW reactie van Belgische BRPs.

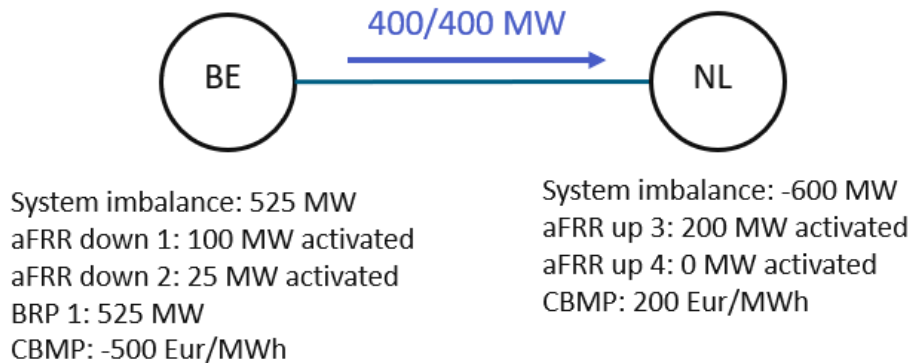
24. Als de BRP 425 MW aan opwaartse reactie zou bereiken (figuur 7), zou in België 25 MW neerwaartse aFRR worden geactiveerd. Dit impliceert een stroom van 400 MW van België naar Nederland (de transportcapaciteit wordt nog steeds gerespecteerd). De grensoverschrijdende marginale prijs zou 50 €/MWh bedragen. Deze verlaging van de grensoverschrijdende marginale prijs zou de waarde van de onbalansprijs verder doen dalen, waardoor de stimulans voor de BRP om zijn reactie te staken, nog groter zou worden.



Figuur 7: Grensoverschrijdende marginale prijs na 425 MW reactie van Belgische BRPs.

25. Als de BRP 525 MW aan positieve reactie zou bereiken (figuur 8), zou in België 125 MW aan negatieve aFRR worden geactiveerd. Dit impliceert een stroom van 400 MW van België naar Nederland (de transportcapaciteit wordt nog steeds gerespecteerd). In dit geval zou de grensoverschrijdende marginale prijs -500 €/MWh bedragen. Dit zou voor de BRP een sterke stimulans moeten zijn om zijn reactie te stoppen. Dit voorbeeld bevestigt dat voordat congestie optreedt, de volledige negatieve aFRR merit order zou worden geactiveerd, hetgeen (gegeven de thans waargenomen merit order) een zeer negatieve grensoverschrijdende marginale prijs zou impliceren.

Alleen als de BRP met zijn reactie doorgaat tot 550 MW zou er congestie zijn.



Figuur 8: Grensoverschrijdende marginale prijs na 525 MW reactie van Belgische BRPs.

26. De CREG concludeert uit dit voorbeeld dat als de BRP zou reageren in overeenstemming met zijn belang, hij de aFRR zou compenseren, wat gunstig zou zijn voor het systeem. Als hij zou overreageren, zou ELIA aFRR in de andere richting moeten activeren (wat precies dezelfde situatie zou zijn als nu wanneer BRP's overreageren). Om tot congestie te komen, zou men moeten aannemen dat de BRP blijft reageren, zelfs wanneer de prijs zeer ongunstig is voor hem.

27. Een punt van kritiek op het bovenstaande voorbeeld is dat het effect van de verandering in de grensoverschrijdende marginale prijs op de onbalansprijs progressief is. Toch merkt de CREG op dat ELIA beschikt over een alternatief. Als ELIA een operationeel risico constateert, kan het namelijk rechtstreeks mFRR activeren. In dat geval zou een merit order-bieding (in de richting van de onbalans in België) worden geactiveerd. Dit zou tot gevolg hebben dat de onbalansprijs onmiddellijk verandert, wat voor de BRP's een directe stimulans zou zijn om hun reactie te stoppen.

28. De CREG merkt op dat ELIA (zoals gevraagd door FEBEG) om de reactie van de BRP's te faciliteren, de beschikbare ATC's in real time zou kunnen publiceren.

29. De CREG merkt op dat FEBEG van oordeel was dat ELIA over de instrumenten beschikt om een BRP te vragen om terug te keren naar zijn productieplan (return-to-schedule/ICAROS). ELIA antwoordde dat het geen verband zag tussen de CRI en de congestie op grensoverschrijdende lijnen. De CREG is het eens met de vaststelling van ELIA dat er grensoverschrijdende congestie kan zijn, zelfs indien de CRI laag is in alle Belgische elektriciteitszones. Niettemin vraagt de CREG zich af of ELIA een "return to schedule"-mechanisme zou kunnen invoeren dat van toepassing zou zijn wanneer ELIA een risico van congestie vaststelt op haar grensoverschrijdende lijnen.

3.2.3. Toetredingsbarrières

30. ELIA is van mening dat het feit alleen dat dit alles niet in het belang is van de BRP's, niet volstaat, en dat de BRP's irrationeel zouden kunnen reageren. Voorts is ELIA van mening dat in het kader van de Europese integratie de parameters die door de BRP's moeten worden geanalyseerd om hun impliciete reactie te kalibreren, talrijk en complex zijn. Zo zijn de directe activering in het mFRR-platform en de evolutie van de aFRR-vraag van elke TSB twee parameters die een invloed uitoefenen op de restcapaciteit die beschikbaar is voor de impliciete reactie, en die zeer moeilijk of onmogelijk te voorzien zijn. Volgens ELIA vormt dit duidelijk een hoge toetredingsbarrière.

31. De CREG is het ermee eens dat het beheer van het Europese systeem door meerdere TSB's, elk met hun eigen balanceringsfilosofie, het werk van de BRP's kan bemoeilijken. Het is inderdaad mogelijk dat sommige TSB's hun aanvraag in PICASSO plaatsen, terwijl andere deze plaatsen in MARI/TERRE. Deze coördinatieproblemen tussen TSB's zouden een doeltreffende werking van het systeem in de weg kunnen staan.

32. De CREG ziet echter niet in hoe het geven van toestemming aan de BRP's om te reageren in een richting die de lokale systeemonbalans verergert, een toetredingsbarrière zou vormen. Ten eerste geeft dit de BRP's alleen maar een bijkomende optie. Er zijn geen sancties voor BRP's die hiertoe niet in staat zouden zijn (ze zouden gewoon hun positie kunnen behouden en een meer aantrekkelijke prijs krijgen dan in het ELIA-voorstel). Ten tweede meent de CREG dat er een onderscheid moet worden gemaakt tussen twee soorten barrières. Enerzijds zijn er de barrières die niet noodzakelijk zijn, d.w.z. barrières die eenheden die een dienst zouden kunnen verlenen, verhinderen om deel te nemen. Een voorbeeld van dit soort barrières is het feit dat prekwalificatietests op eender welk moment van de dag kunnen plaatsvinden. Dit kan inderdaad de prekwalificatie van hernieuwbare energie bemoeilijken (het volume dat hiervan kan geleverd worden, hangt af van de weersomstandigheden), ondanks het feit dat hernieuwbare energie heel goed in staat is om het systeem van flexibiliteit te voorzien. Anderzijds zijn er barrières die inherent zijn aan de dienst, d.w.z. die verhinderen dat eenheden die niet in staat zijn de dienst te verlenen, kunnen deelnemen. De rampingcriteria, bijvoorbeeld, verhinderen dat kernenergie deelneemt aan de aFRR-markt. Ondanks alles is deze beperking volledig gerechtvaardigd, aangezien kernenergie niet in staat is de essentie zelf van de dienst te leveren. Wat betreft het geven van toestemming aan de BRP's om te reageren in een richting die de systeemonbalans verergert, is de CREG van mening dat we hier te maken hebben met een inherente barrière. Onder bepaalde marktomstandigheden is het immers gunstig voor het systeem dat BRP's de Belgische onbalans verergeren (zoals blijkt uit paragraaf 21 van deze beslissing). Het is bijgevolg niet wenselijk om de BRP's te verbieden om dit te doen. Het zou beter zijn om ze zoveel mogelijk informatie te bezorgen, zodat ze in staat zouden zijn dit op doeltreffende wijze te doen.

3.2.4. Prijssignaal voor kleine systeemonevenwichten

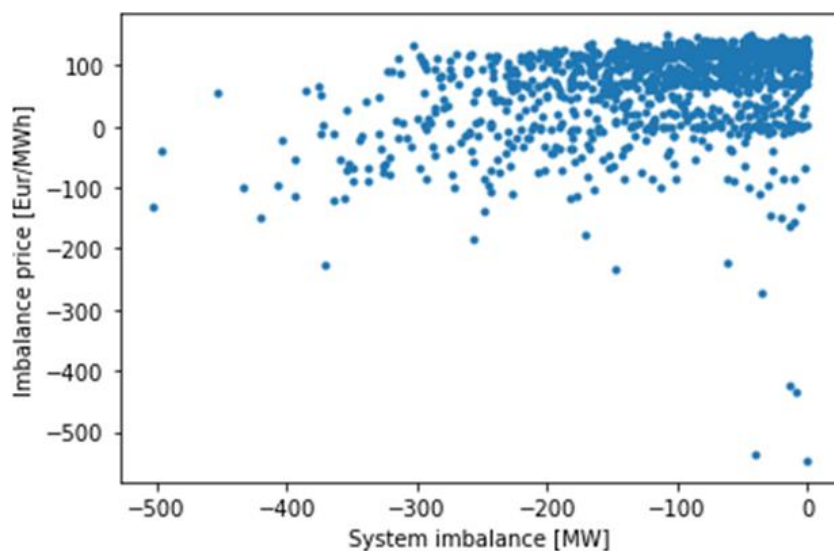
33. FEBEG vermeldt dat door gebruik te maken van alle optimalisatiecycli, een minder extreme onbalansprijs zou moeten worden verkregen wanneer de ISP gedeeltelijk lang en gedeeltelijk kort is.

ELIA antwoordt dat de FEBEG-formule geen gematigde prijs garandeert in het geval van een lage onbalans van een LFC-blok. Elia verwijst naar de situatie waarbij het de onbalans van het Belgische LFC Blok laag is terwijl een gekoppeld LFC Blok in Europa een hoge onbalans heeft.

De CREG wenst een onderscheid aan te brengen tussen twee situaties. Ten eerste: het geval waarin de prijs in België stijgt wanneer de rest van het Europese systeem met een energietekort zit. Dit is een logisch gevolg van de marktkoppeling. Dit principe wordt trouwens ook vaak toegepast op de andere markten (day-ahead, intraday). Ten tweede: het geval waarin de onbalansprijs extreem is terwijl er tijdens het interval onbalansen zijn in beide richtingen. Dit is vooral het geval bij de activatie van aFRR.

Indien enkel de prijzen van geactiveerde positieve of geactiveerde negatieve balanceringsenergie gebruikt worden om de onbalansprijs te vormen, kan men extreme onbalansprijzen bekomen bij lage onbalansen (Figure 9). In deze afbeelding geven we de waarde weer van de onbalansprijs in functie van de onbalans van het LFC Blok van Elia. We kunnen vaststellen dat de meest extreme onbalansprijzen werden verkregen voor zeer kleine systeemonbalansen. Het is de vraag of in deze situaties de onbalansprijs de situatie van het systeem correct weerspiegelt. Bovendien kan voor deze perioden worden vastgesteld dat er vaak veel goedkopere negatieve mFRR-biedingen niet geactiveerd waren. De CREG is van mening dat het nogal vreemd lijkt om een BRP bloot te stellen aan zeer extreme onbalansprijzen wanneer er nog enorm veel goedkopere mFRR-biedingen beschikbaar zijn. Indien het aanbieden van mFRR niet enige garantie biedt dat de onbalans wordt gedekt, heeft een BSP/BRP immers een stimulans om zijn capaciteit niet op de balanceringsmarkten aan te bieden (wat wordt vereist door artikel 44, lid 1, onder h), van de EBGL). Bovendien, als de onbalansprijs zeer volatiel is en de BRP's risicomijdend zijn, wordt het voor hen verkieslijk hun assets te gebruiken om hun eigen perimeter in balans te brengen in plaats van te proberen het systeem in balans te brengen. Deze situatie wordt erkend als inefficiënt voor de werking van het systeem (W. Hogan, "RESTRUCTURING THE ELECTRICITY MARKET: INSTITUTIONS FOR NETWORK SYSTEMS", 1999).

Ter conclusie kan worden gesteld dat het voorstel om alle optimaliseringscycli te gebruiken het risico op extreme prijzen vermindert wanneer er in beide richtingen sprake is van activeringen van balanceringsenergie. Als gevolg hiervan zouden de BRP's sterker moeten worden gestimuleerd om het systeem in balans te brengen, eerder dan hun eigen portefeuilles. Om die redenen steunt de CREG het gebruik van alle optimalisatiecycli voor de berekening van de onbalansprijzen.



Figuur 9 : Prix de déséquilibre extrême pour de petits déséquilibres du système

3.2.5. Balanceringskosten

34. De aanpassing door ELIA van de FEBEG-formule kan de kosten alleen maar doen stijgen en de winsten voor de BRP's alleen maar doen dalen. Deze kostenstijging is voor de CREG moeilijk te verantwoorden. Dit blijkt uit het voorbeeld in Figuur 4. Met de formule van ELIA zouden geactiveerde BSP's in België worden betaald tegen de grensoverschrijdende marginale prijs (200 Eur/MWh), terwijl de "value of avoided activation" (50 Eur/MWh) zou worden gebruikt om de onbalansprijs te berekenen.

3.2.6. Alpha-formule

35. ELIA stelt in haar antwoord op de openbare raadpleging dat de formule voor de alpha-component zou kunnen worden aangepast om het effect ervan uit te stellen wanneer er een volledige en effectieve netting is van de Belgische onbalans.

36. De CREG is verheugd dat ELIA erkent dat de parameter alpha een negatieve impact kan hebben op de efficiëntie van de dispatching en dat ELIA probeert om deze impact te beperken. Toch ziet de CREG twee problemen in de aanpak die ELIA volgt. Ten eerste voegt de voorgestelde aanpassing complexiteit en onzekerheid toe. De definitie van efficiënte en volledige onbalansnetting lijkt de CREG immers niet evident en kan in real time moeilijk in te schatten zijn. Ten tweede herinnert de CREG ELIA eraan dat het in de beslissing tot wijziging van parameter alpha (Beslissing (B)658E/77) een voorbeeld heeft gegeven waaruit blijkt dat zelfs in een geval zonder onbalansnetting, de alpha belette dat Belgische BRP's toegang hadden tot goedkopere balanceringsbiedingen uit het buitenland. Als gevolg daarvan waren de kosten van de BRP's hoger en dus ook de kosten voor de consument. De CREG herinnert eraan dat het voorbeeld van Beslissing (B)658E/77 eveneens aantoont dat de alpha een negatieve invloed kan hebben op de winstgevendheid van buitenlandse BSP's, wat vragen kan doen rijzen over de eerlijkheid van de mededinging.

37. In haar nota van maart 2022 over mechanismen van scarcity pricing stelt ELIA het volgende:

"The CREG study in § 144 seems to conclude otherwise though, arguing that incentivizing BRPs locally may have a negative impact on BSPs of neighboring countries, when the latter would have lower activation costs. Firstly and as already argued, BRPs and BSPs are fundamentally different market players, exposed to different prices in accordance with respectively the ISH methodology (for BRPs) and the balancing energy pricing methodology (for BSPs). Hence, there is not necessarily a level-playing-field in our view."

38. Ten eerste merkt de CREG op dat de meeste productie-eenheden kunnen worden gebruikt door een BSP of door een BRP. Bijgevolg kan het problematisch zijn om verschillende stimulansen te geven aan BRP's en BSP's.

39. Ten tweede herinnert de CREG eraan dat artikel 3, onder m), van Verordening 943 voorziet in een efficiënte dispatching van de productiemiddelen en geen onderscheid maakt tussen balanceringsmiddelen die impliciet geactiveerd worden door een BRP of balanceringsmiddelen die expliciet geactiveerd worden door een BSP op verzoek van de TSB.

40. Ten derde vermeldt de CREG in overweging 8 van de EBGL:

"De regels waarin de rol van aanbieders van balanceringsdiensten of 'BSP's' (Balancing Service Providers) en BRP's wordt vastgesteld, garanderen een eerlijke, transparante en niet-discriminerende benadering".

Dit artikel maakt duidelijk dat de eerlijke concurrentie tussen BSP's en BRP's moet worden nageleefd.

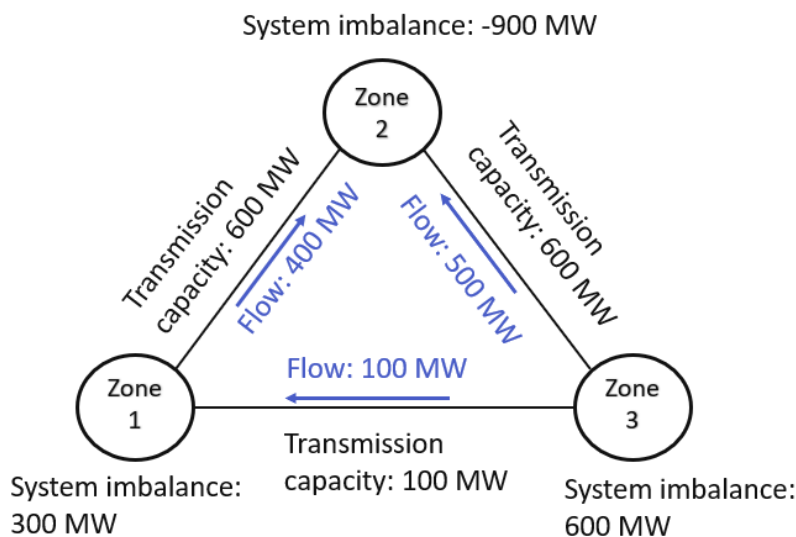
41. De CREG merkt ook op dat ELIA sinds de laatste wijziging van de parameter alpha de voordelen van de parameters-alpha niet voldoende heeft gerechtvaardigd. Concluderend is de CREG van mening dat parameter alpha moet worden geschrapt.

3.2.7. Compatibiliteit met de toekomst

42. De CREG stelt zich vragen bij de coherentie tussen de visie van ELIA om nooit een onbalansprijs te hebben die de BRP's ertoe zou kunnen aanzetten de onbalans van het Belgische systeem te verergeren en de Europese integratie van de balanceringsmarkten. De CREG merkt immers op dat het doelmodel voor balancering een flow-based model is en geen ATC's (zie artikel 37 van de EBGL). De CREG steunt deze evolutie aangezien de TSB's en regulatoren in de CWE-regio hebben vastgesteld dat een berekeningsmethode met ATC's inefficiënt was⁵ De CREG heeft de indruk dat het voorstel van ELIA in dit target model niet meer zou werken. De reden hiervoor is dat het in een flow-based model (in tegenstelling tot een model met ATC's) ook mogelijk zou zijn om grensoverschrijdende congestie te creëren door het verminderen van de onbalans in België. Dit resultaat wordt aangetoond in onderstaand voorbeeld.

43. In dit voorbeeld worden 3 zones in beschouwing genomen. Er wordt uitgegaan van volgende veronderstellingen: i) de capaciteit tussen zone 2 en zone 3 is 600 MW; ii) de capaciteit tussen zone 2 en zone 1 is 600 MW; iii) de capaciteit tussen zone 1 en zone 3 is 100 MW. iv) er is een onbalans van 300 MW in zone 1, -900 MW in zone 2 en 600 MW in zone 3. (iv) elke zone had een netto balanspositie na intraday.

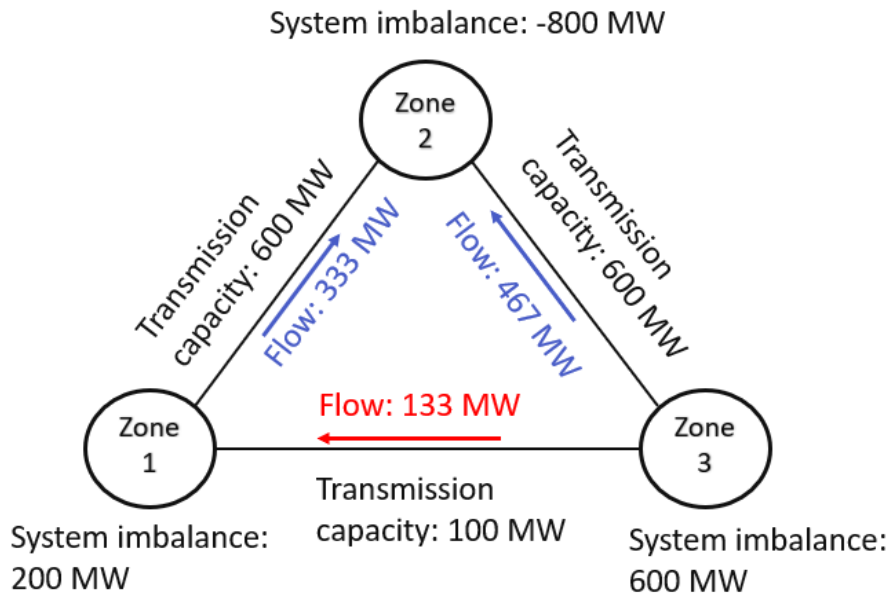
44. Dit resulteert in de stromen getoond in Figuur 10. Merk op hoe deze stromen de netwerkeisen naleven.



Figuur 10: Beginstromen aan het begin van het interval.

⁵ "From a theoretical and practical point of view, it seems impossible to set up a coordinated and automatic ATC calculation method that, at the same time, fully ensures network security and provides an efficient use of the technical capability of the transmission system" (Central West Europe Regional Energy Market Common communication from the TSOs and the Regulators to the Support Group 1 of the Pentilateral Energy Forum).

45. Stel nu dat de BRP's in zone 1 hun capaciteit met 100 MW verlagen en deze in zone 2 hun capaciteit met 100 MW verhogen. Merk op hoe de BRP's hierdoor de onbalans in hun respectieve zones zouden verminderen. Dit zou resulteren in de stromen getoond in figuur 11. Deze figuur toont dat de capaciteit van de lijn tussen zone 1 en zone 3 niet wordt nageleefd. Uit dit voorbeeld kunnen we afleiden dat, in een flow-based model, zelfs indien elke zone haar onbalans vermindert, dit mogelijk kan leiden tot netwerkcongestie. Het is de CREG niet duidelijk hoe de redenering van ELIA aan deze situatie kan worden aangepast.



Figuur 11: Stroom na de reactie van de BRP's.

4. ONDERZOEK VAN HET VOORSTEL

4.1. WETTELIJKE BASIS TOT GOEDKEURING VAN HET VOORSTEL VAN ONBALANSVERREKENING

46. Het Voorstel van Onbalansverrekening vindt zijn oorsprong in de mogelijke deelname door Elia aan het Europese aFRR-platform. De deelname aan het Europese aFRR-platform vereist evenwel dat het Voorstel van Onbalansverrekening moet voldoen aan de vereisten zoals bepaald in Titel V, Hoofdstuk 4, van de EBGL. Artikel 18.6, van de EBGL vereist dat de regels voor de verrekening van BRP's, overeenkomstig hoofdstuk 4, Titel V, van de EBGL, geïntegreerd moeten worden in de methodologieën en voorwaarden van de balanceringsverantwoordelijke (hierna: "T&Cs BRP"). De wijziging van de onbalansverrekening moet bijgevolg in de T&Cs BRP worden opgenomen. De CREG verwijst naar de paragrafen 33 tot en met 35 van haar beslissing (B)658E/77 van 3 februari 2022⁶ waar zij tot hetzelfde besluit is gekomen.

47. Met toepassing van artikel 6.3, van de EBGL heeft de CREG op 7 april 2022 per brief aan Elia een verzoek tot wijziging van de T&Cs BRP gevraagd, in te dienen bij de CREG tegen 24 mei 2022. Met dit wijzigingsverzoek wordt aan Elia gevraagd een voorstel tot wijziging van de berekening van de onbalansprijs, inclusief de additionele componenten, zoals opgenomen in artikel 9 van bijlage 1 van ACER beslissing No 18/2020 van 15 juli 2020 betreffende de harmonisatie van de belangrijkste kenmerken van de onbalansverrekening, op te nemen in de T&Cs BRP overeenkomstig artikel 5(4)(c) en artikel 18(6)(k), van de EBGL.

Elia heeft aan het wijzigingsverzoek nog geen gevolg kunnen geven. De CREG verlengt daarom de datum van 24 mei 2022 te verlengen naar 7 oktober 2022, zijnde 6 maanden na het wijzigingsverzoek. De verlenging van de uiterste datum om aan het wijzigingsverzoek te voldoen is gebeurd met toepassing van artikel 4(1), van de EBGL.

Gelet op wat voorafgaat, gaat de CREG akkoord om huidig voorstel tot wijziging van de onbalansverrekening te beoordelen op grond van artikel 200 van het FTR aangezien de limitdatum van het wijzigingsverzoek betreffende de T&Cs BRP werd verlengd tot 7 oktober 2022.

4.2. BESCHRIJVING

4.3. ARTIKELSGEWIJZE BESPREKING

4.3.1. Artikel 1 – Voorwerp en toepassingsgebied

48. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.2. Artikel 2 – Publicatie en toepassing van de Balanceringsregels

49. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

⁶ <https://www.creg.be/nl/publicaties/beslissing-b658e/77>

4.3.3. Artikel 3 – Definities en interpretaties

50. Elia vult de tabel met definities aan met een aantal nieuwe definities.

51. De CREG is van mening dat duplicatie van definities en begrippen met andere document, zoals gebruikt in de EBGL of in de besluiten van ACER, vermeden moet worden. Ook is de CREG van mening dat parafraseringen van bestaande definities vermeden moet worden. Als gevolg heeft de CREG de volgende opmerkingen:

- De term “Zonale Regelfout” of “ACE” wordt gebruikt terwijl “frequentieherstelregelfout” of “FRCE”, zoals bedoeld in definitie 43 in artikel 3 van de SO GL, gebruikt moet worden;
- De term “Evenwichtsverantwoordelijke” wordt gebruikt terwijl “balanceringsverantwoordelijke” zoals bedoeld in definitie 7 in artikel 2 van de EB GL, gebruikt moet worden. Aangezien de term “Evenwichtsverantwoordelijke” ook in de Elektriciteitswet voorkomt, is een verwijzing naar deze term in de definitie aangewezen;
- De term “Energiebieding” wordt gebruikt terwijl de term “standaard aFRR balanceringsenergieproductbieding” gebruikt wordt in de methodologie in Bijlage 1 van ACER beslissing No 02/2020 van 24 januari 2020;

52. De CREG verzoekt Elia om gevolg te geven aan de in randnummer 51 aangeduide opmerkingen alvorens de wijzigingen van het Voorstel van Onbalansverrekening in werking treden.

4.3.4. Artikel 4

53. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.5. Artikel 6

54. De CREG heeft geen inhoudelijke opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen. De CREG verzoekt Elia om de taalfout “bevat” in punt b. van de vierde paragraaf van dit artikel te corrigeren alvorens de wijzigingen van het Voorstel van Onbalansverrekening in werking treden.

4.3.6. Artikel 7

55. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.7. Artikel 8

56. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.8. Artikel 9

57. De CREG verduidelijkt dat, in geval van een deelname aan het Europese aFRR-platform, het niet meer Elia is die de selectie van standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen uitvoert. Immers, conform artikel 3(8)(b), van Bijlage 1 van ACER Beslissing No 02/2020 van 24 januari 2020 voor het tenuitvoerleggingskader voor een Europees platform voor de uitwisseling van balanceringsenergie

uit frequentieherstelreserves met automatische activering (hierna: “aFRR IF”)⁷ is het de activeringsoptimaliseringsfunctie van het Europese aFRR-platform dat op basis van een gemeenschappelijke biedladder de selectie uitvoert en deze selectie communiceert aan de TSBs. De door de activeringsoptimaliseringsfunctie geselecteerde biedingen moeten door de deelnemende TSB geactiveerd worden. De CREG concludeert bijgevolg dat in eerste instantie de selectie van standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen voor activatie via Europese optimalisatie wordt bepaald, en dat vervolgens de activatie van de geselecteerde standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen een verplichting is ten aanzien van Elia. Met andere woorden, tenzij door afwijkingen ten gevolge van lokale kenmerken van de aFRR-controller, moeten de door de activeringsoptimaliseringsfunctie geselecteerde biedvolumes, voor elke bieding, overeenkomen met de door de TSB voor activatie aangevraagde volumes voor dezelfde biedingen. Elke afwijking moet door de TSB verklaard kunnen worden op vraag van de CREG of op vraag van een BSP, conform de bepalingen in artikel 13 van de aFRR IF. Binnen dit kader verwijst de CREG naar de in 2022 lopende stimulans voor Elia met betrekking tot de manier van activatie van standaard aFRR-balanceringsenergiebiedingen: de “*control request*” methode wordt herzien om de bovengenoemde afwijkingen te verkleinen.

58. De CREG heeft verder geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.9. Artikel 11

59. De CREG verduidelijkt dat de term “de 2 LMOL’s” in de tweede en derde paragraaf verwijst naar de twee richtingen van activatie (i.e. LMOL voor activatie in de positieve richting en LMOL voor de activatie in de negatieve richting).

60. Met betrekking tot punten a. en b. in de vijfde paragraaf is de CREG van mening dat terminologie slordig gebruikt wordt. De aFRR-regelaar van Elia verzoekt de activatie van de door de activeringsoptimaliseringsfunctie geselecteerde standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen. De voorgestelde tekst schrijft ook een rol toe aan de aFRR-regelaar van Elia dat een selectie van aFRR balanceringsenergieproductbiedingen betreft, terwijl deze rol toegewezen werd aan de activeringsoptimaliseringsfunctie conform artikel 3(15)(c) en 3(15) (d), van de aFRR IF. De werkelijke rol van de aFRR-regelaar is nochtans beperkt tot het verzoeken van activatie van de door de activeringsoptimaliseringsfunctie geselecteerde standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen. De CREG verwijst ook naar paragraaf 57 van deze beslissing.

61. De eerste zin van punt d. in de vijfde paragraaf is onvolledig door de afwezigheid van het artikelnummer na de zinsnede “Indien de situatie zoals beschreven in”. De CREG verzoekt Elia om de zin te vervolledigen alvorens de inwerkingtreding van de balanceringsregels.

4.3.10. Artikel 12

62. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.11. Artikel 13

63. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen. Ze verduidelijkt weliswaar dat de verwijdering van de paragraaf met betrekking tot de techno-economische efficiënte

⁷ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf

activering van eenheden met technische beperkingen geen invloed heeft, aangezien deze efficiënte activering direct opgenomen is in de operationele overeenkomst van het LFC Blok van Elia (hierna: "LFC BOA").

4.3.12. Artikel 14

64. De CREG verwijst naar haar opmerkingen in paragrafen 46 en 47, van deze beslissing.

4.3.13. Artikel 15

65. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.14. Artikel 16

66. Elia stelt voor om de onbalansprijs, exclusief additionele componenten, voor negatieve onbalansen te berekenen als het maximum tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen. Hierop voert Elia twee correcties uit. Enerzijds, wanneer de systeemontbalans zoals gedefinieerd in artikel 15 van het Voorstel van Onbalansverrekening binnen een dead band valt, is de onbalansprijs (exclusief additionele componenten) gelijk aan de waarde van vermeden activering. Zowel de dead band als waarde van vermeden activering worden in artikel 3 van het Voorstel van Onbalansverrekening bepaald. Anderzijds, wanneer het maximum tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen lager ligt dan het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting, wordt de onbalansprijs (exclusief additionele componenten) gelijk gesteld aan het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting.

67. De CREG bespreekt in hetgeen volgt alle stappen afzonderlijk.

68. Met betrekking tot de **bepaling van het maximum tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen**, stelt de CREG vast dat het Voorstel van Onbalansverrekening enkel de bepaling van de prijs ten gevolge van de activering van standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen inhoudelijk wijzigt. Elia stelt voor om deze prijs te berekenen als het gemiddelde van de marginale grensoverschrijdende prijzen gewogen met de *satisfied aFRR balancing energy demand*, conform artikel 3(8)(c) van de aFRR IF, van Elia.

De CREG merkt op dat deze berekeningswijze niet noodzakelijk garandeert dat aan de randvoorwaarde in artikel 55(4) EB GL voldaan wordt. Deze randvoorwaarde stelt immers dat de onbalansprijs voor negatieve onbalansen niet lager mag zijn dan de gewogen gemiddelde prijs voor positieve geactiveerde balanceringsenergie uit frequentieherstelreserves. Artikel 9 van bijlage I ACER Beslissing No 18/2020 van 15 juli 2020 over de harmonisering van de belangrijkste kenmerken van de verrekening van onbalansen (hierna: "ISH")⁸ stelt dat deze randvoorwaarde berekend moet worden op basis van alle beschikbare prijzen en respectievelijke volumes voor positief geactiveerde balanceringsenergie, zoals opgeijst in paragraaf 3 en paragraaf 5 van artikel 9 van de ISH.

In strijd met de hierboven benoemde randvoorwaarde stelt zowel artikel 44(1)(b), van de EBGL als artikel 6(5), van Verordening 2019/943 dat de onbalansen vereffend moeten worden tegen een prijs die de realtimewaarde van energie weerspiegelt. Immers, aangezien de onbalans per

⁸ [https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

onbalansverrekeningsperiode bepaald wordt als het gemiddelde van de instantane onbalansen die gemeten werden gedurende de onbalansverrekeningsperiode, reflecteert het gewogen gemiddelde van de grensoverschrijdende marginale prijzen ten gevolge van de selectie van standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen om die instantane onbalansen te compenseren het meest accuraat de realltime waarde van energie. Deze vereiste wordt krachtens Overweging (17) van de EBGL en Overweging (15) van Verordening 943/2019 als noodzakelijk geacht om balanceringsmarkten en het systeem in zijn geheel klaar te maken voor de integratie van steeds meer variabele hernieuwbare energiebronnen.

De CREG is daarenboven van mening dat het voorstel van Elia, i.e. om de prijs ten gevolge van de activering van standaard aFRR balanceringsenergieproductbiedingen te berekenen als het gemiddelde van de marginale grensoverschrijdende prijzen gewogen met de *satisfied aFRR balancing energy demand*, de meest accurate prijssignalen geeft aan BRPs om het systeem in evenwicht te brengen. Het vermijdt immers een situatie waarbij een hoge onbalansprijs berekend wordt ten gevolge van de hierboven benoemde randvoorwaarde terwijl de gemiddelde onbalans over de onbalansverrekeningsperiode laag is. In geval van aFRR is het niet zelden dat er zowel positieve als negatieve activaties zijn tijdens eenzelfde onbalansverrekeningsperiode. Indien enkel de prijzen van geactiveerde positieve balanceringsenergie gebruikt worden om de onbalansprijs (exclusief additionele componenten) te vormen, kan men extreme onbalansprijzen berekenen bij lage onbalansen (Figure 11). Bijgevolg is de CREG van mening dat de berekeningswijze voorgesteld door Elia de efficiëntie van balancering, conform artikel 3.1 b), van de EBGL beter tegemoet komt aan de wettelijke doelstellingen dan wanneer de randvoorwaarde in artikel 55(4) EB GL en in artikel 9 van de ISH gerespecteerd wordt.

Met betrekking tot de **toepassing van de dead band** begrijpt de CREG dat Elia de *dead band* na de openbare raadpleging en ingevolge een reactie van Febeliec geïntegreerd heeft in het Voorstel van Onbalansverrekening. Het doel van de dead band is om te vermijden dat de onbalansprijs het signaal aan de BRPs geeft om het Europees elektriciteitssysteem te helpen balanceren wanneer de onbalans in het LFC Blok van Elia zeer laag is. Op deze manier komt Elia tegemoet aan de opmerking van Febeliec dat de vereiste reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC Blok van Elia niet mag stijgen ten gevolge van een deelname aan het Europese aFRR-platform.

Ten eerste stelt de CREG vast dat de toepassing van de *dead band* geen voldoening van de randvoorwaarde (zie paragraaf 68 van deze beslissing) garandeert noch een voldoening aan de vereiste dat de onbalansprijs de realltime waarde van energie weerspiegelt (cfr. paragraaf 68 van deze beslissing). In geval een grensoverschrijdende marginale prijs het gevolg is van een lage negatieve onbalans in het LFC Blok van Elia en van een hoge negatieve onbalans in een ander LFC Blok, met voldoende grensoverschrijdende capaciteit om de nodige aFRR-balanceringsenergieproductbiedingen uit te wisselen, zal de toepassing van de *dead band* in een lagere onbalansprijs resulteren dan de onbalansprijs gelijk aan de gewogen gemiddelde prijs voor positieve geactiveerde balanceringsenergie uit frequentieherstelreserves. Daarenboven weerspiegelt de onbalansprijs niet meer de grensoverschrijdende marginale prijsvorming ten gevolge van vraag en aanbod. Bovendien wijst de CREG erop dat het feit dat de prijs in België stijgt wanneer de rest van het Europese net een tekort aan energie heeft, een logisch gevolg is van de marktkoppeling. Dit principe wordt trouwens ook vaak toegepast op de andere markten (day-ahead, intraday).

Ten tweede gaat de CREG niet akkoord met de feedback van Febeliec dat het streven van Belgische BRPs om in realtime het elektriciteitssysteem te helpen balanceren de vereiste reservecapaciteit in de vorm van FRR van het LFC Blok van Elia zal doen stijgen. Immers, Belgische BRPs zullen de onbalans van het LFC Blok van Elia enkel verergeren door te reageren op de grensoverschrijdende marginale prijs indien onbalansnetting mogelijk is (zie paragrafen 19 tot en met 27 van deze beslissing). Onbalansnetting laat toe om onbalansen van tegengestelde richting grensoverschrijdend uit te wisselen tussen LFC Blokken. Er moet bij de bepaling van de vereiste reserves in de vorm van FRR

krachtens artikel 157 van de SOGL rekening gehouden worden met onbalansnetting. De CREG verwijst verder naar beslissing⁹ 2417 van de CREG.

Ten derde merkt de CREG op dat elke reactie van Belgische BRPs op de grensoverschrijdende marginale prijs bijdraagt tot een efficiënte balanceringsmiddelen in die het elektriciteitssysteem helpen balanceren aan een lagere kost dan die gereflecteerd door de grensoverschrijdende marginale prijs op moment van de reactie van de BRP. De reactie van de BRP draagt bij tot een efficiënte inzet van balanceringsmiddelen. De CREG verwijst naar paragrafen 19 tot en met 27 van huidige beslissing.

Ten vierde merkt de CREG op dat een reden voor het invoeren van een dead band zou kunnen zijn om zeer extreme prijzen te vermijden wanneer er geen stress is in het systeem. Niettemin merkt de CREG op dat dit ook één van de redenen is waarom alle optimalisatiecycli zullen worden gebruikt bij de berekening van de onbalansprijs (cf. paragraaf 68 van huidige beslissing). Daarom geeft de CREG er de voorkeur aan om de impact van het gebruik van alle optimalisatiecycli op de berekening van de onbalansprijs te bekijken alvorens eventuele bijkomende maatregelen te nemen.

69. Met betrekking tot de **toepassing van het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting** begrijpt de CREG dat Elia met deze prijsinterventie wilt vermijden dat de onbalansprijs het signaal aan BRPs geeft om het Europees elektriciteitssysteem te helpen balanceren wanneer de onbalans in het LFC Blok van Elia zeer laag is of zich in tegengestelde richting bevindt ten opzichte van de noden van het Europees elektriciteitssysteem. Elia stelt dat de prijsinterventie noodzakelijk is om de veilige uitbating van het elektriciteitssysteem te garanderen. Elia beroept zich ook op artikel 8(4) van de ISH om haar interpretatie van artikel 44.1 (c) van de EBGL, namelijk dat het (onbalans)verrekeningsproces prikkels aan Belgische BRPs moet geven om de onbalans in het LFC Blok van Elia te helpen herstellen. Tot slot beroept Elia zich op de randvoorwaarde voor de onbalansprijs conform artikelen 9(1) van ISH om de waarde van vermeden activering toe te passen in geval het maximum tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen lager is dan deze randvoorwaarde.

Ten eerste gaat de CREG niet akkoord met de stelling van Elia dat de toepassing van het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting noodzakelijk is om een veilige uitbating van het elektriciteitssysteem te waarborgen. De CREG verwijst naar paragrafen 19 tot en met 27 van huidige beslissing waarom de uitleg van Elia als ontoereikend wordt geacht. Daarenboven stelt de CREG vast dat Elia de veilige uitbating van het elektriciteitssysteem kan garanderen zonder de toepassing van het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting. In het geval dat BRPs door een lage onbalansprijs een negatieve onbalans in het LFC Blok van Elia creëren of verergeren, kan Elia op elk moment deze prikkel wegnemen via activering van een mFRR-balanceringsenergiebieding in de positieve richting. De activatie van de positieve mFRR-balanceringsenergiebieding zal als gevolg de onbalansprijs bepalen en dit door toepassing artikel 16.1(b), van het Voorstel van Onbalansverrekening. Dit artikel stelt dat de onbalansprijs (exclusief additionele componenten) het maximum is tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen. De CREG merkt hierbij op dat een gelijkaardige prikkel gegeven wordt aan BRPs als de toepassing van de waarde van vermeden activering zonder de efficiënte werking van de Europese balanceringsenergiemarkten, inclusief onbalansnetting, via de regels te beperken.

Ten tweede gaat de CREG niet akkoord met de manier waarop Elia artikel 8(4), van de ISH interpreteert, zijnde de term “systeem”, zoals bedoeld in artikel 44.1, (c), van de EBGL, gelijk zou zijn aan een LFC Blok. De CREG is van oordeel dat artikel 8, van de ISH enkel een kader schept voor de berekening van de “richting van de totale systeemonbalans”. Paragraaf 1 van artikel 8, van de ISH laat de vrijheid aan elke TSB om bepaalde componenten al dan niet mee te rekenen bij de berekening van de richting van

⁹ Deze beslissing werd nog niet gepubliceerd om moment van publicatie van huidige beslissing

de totale systeemonbalans waardoor de stelling van Elia dat artikel 8 een Europees geharmoniseerde interpretatie geeft aan de term “systeem” in artikel 44.1 (c) van de EBGL in twijfel getrokken kan worden. Aangezien de richting van de totale systeemonbalans in artikel 7(3)(c) van de ISH de uitvoering van artikel 9 van de ISH bepaalt, verwijst de CREG ook naar paragraaf 68 van deze beslissing.

Ten derde gaat de CREG ook niet akkoord met het argument van Elia dat de toepassing van het maximum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting noodzakelijk is om te voldoen aan de randvoorwaarde opgelegd door artikel 9(1) van de ISH. Hiervoor verwijst de CREG naar paragraaf 68 van deze beslissing.

70. Als gevolg zijn beide afwijkingen in het Voorstel van Onbalansverrekening in strijd met artikel 6(5) van Verordening 943/2019, artikel 44(1) b) van de EBGL en als gevolg ook met artikelen 3(1) b) en 3(1) g) van de EBGL.

71. Rekening houdend met wat voorafgaat, gaat de CREG voorlopig akkoord met de door Elia voorgestelde afwijkingen van de onbalansprijs, zoals neergeschreven in artikel 16 van het Voorstel van Onbalansverrekening en dit in afwachting van een voorstel tot wijziging van de T&C BRP zoals bedoeld in paragraaf 47 van deze beslissing. De reden van de voorlopige goedkeuring is om de voorziene toetreding tot het Europese aFRR-platform in september 2022 niet in het gedrang te brengen. De toetreding tot het Europese aFRR-platform leidt reeds tot baten voor de Belgische markt in de vorm van toegenomen concurrentie tussen standaard aFRR-balanceringsenergieproductbiedingen. De CREG oordeelt dat, via het hierboven beschreven proces, de onbalansprijsvorming tijdig kan evolueren naar de doelberekeningsmethode zonder de baten van de toetreding aan de Belgische marktdeelnemers te ontzeggen. Met andere woorden, het proces leidt tot de laagste kosten voor de Belgische consument ten opzichte van de mogelijke alternatieve processen.

De CREG verzoekt Elia om in het voorstel tot wijziging van de T&C BRP rekening te houden met de opmerkingen gemaakt door de CREG in de paragrafen 46, 47 en de paragrafen van 66 tot en met 70, van de huidige beslissing.

4.3.15. Artikel 17

72. Artikel 17 van het Voorstel van Onbalansverrekening verschilt met artikel 16 van het Voorstel van Onbalansverrekening enkel op vlak van de richting van de totale systeemonbalans. Dezelfde principes worden voorgesteld in beide artikelen. Bijgevolg bevat de bepaling van de onbalansprijs voor positieve onbalansen, beschreven in artikel 17 van het Voorstel van Onbalansverrekening, de bepaling van het minimum tussen de respectieve prijzen van de verschillende balanceringsmiddelen. Elia past opnieuw twee afwijkingen toe, namelijk de toepassing van de *dead band* en de toepassing van het minimum van de waarde van vermeden activering in positieve en negatieve richting.

73. Gegeven dat hierop dezelfde principes van toepassing zijn, gelden ook hier dezelfde argumenten zoals uiteengezet in paragrafen paragrafen van 66 tot en met 70, van de huidige beslissing voor artikel 17 van het Voorstel van Onbalansverrekening.

74. Rekening houdend met wat voorafgaat, gaat de CREG voorlopig akkoord met de door Elia voorgestelde afwijkingen van de onbalansprijs, zoals neergeschreven in artikel 17 van het Voorstel van Onbalansverrekening en dit in afwachting van een voorstel tot wijziging van de T&C BRP zoals bedoeld in paragraaf 47 van deze beslissing. Voor de reden van de voorlopige goedkeuring verwijst de CREG naar paragraaf 71, van huidige beslissing.

De CREG verzoekt Elia om in het voorstel tot wijziging van de T&C BRP rekening te houden met de opmerkingen gemaakt door de CREG in de paragrafen 46, 47 en de paragrafen van 66 tot en met 70, van de huidige beslissing.

4.3.16. Artikel 18

75. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.17. Artikel 19

76. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.18. Artikel 20

77. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.19. Artikel 23

78. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.20. Artikel 24

79. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

4.3.21. Artikel 25

80. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen, maar verduidelijkt dat de “geïmporteerde volumes via het IN-Platform” invoer van zowel positieve als negatieve onbalansen betreft, zodat beide gevallen van onbalansnetting aanzien worden als volumes van beschikbare balanceringsenergie dat geactiveerd wordt om de onbalans van het LFC Blok van Elia te dekken, als alternatief voor reserves in de vorm van FRR.

4.3.22. Artikel 28

81. De CREG heeft geen opmerkingen betreffende de voorgestelde wijzigingen.

BESLISSING

Met toepassing van artikel 200 van het Koninklijk besluit van 22 april 2019 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe, keurt de CREG het voorstel van ELIA TRANSMISSION BELGIUM tot wijziging van de balanceringsregels voor de compensatie van de kwartieronevenwichten zoals meegedeeld per mail van 13 mei 2022, goed.

De goedgekeurde balanceringsregels voor de compensatie van kwartieronevenwichten treden pas in werking nadat ELIA TRANSMISSION BELGIUM eerst gevolg heeft gegeven aan de opmerkingen geformuleerd in paragrafen 52, , 60 en 80 en van huidige beslissing, en deze aanpassingen en verbeteringen aan de CREG zijn meegedeeld, of nadat ELIA TRANSMISSION BELGIUM aan de CREG heeft aangetoond waarom er geen gevolg gegeven moet worden aan de door de CREG geformuleerde opmerkingen.

Betreffende de artikelen 16 en 17 van de balanceringsregels voor de compensatie van de kwartieronevenwichten dient Elia een voorstel tot wijziging van de T&C BRP, na openbare raadpleging, in bij de CREG ten laatste 7 oktober 2022, gelet op de paragrafen 71 en 74 van huidige beslissing.

///

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het directiecomité

Bijlage 1

**Balanceringsregels van de markt bestemd voor de compensatie van de
kwartieronevenwichten, in het Nederlands en in het Engels – 13 mei 2022**

Bijlage 2

Consultatierapport met inbegrip van alle individuele commentaren, in het Engels – niet vertrouwelijke versie – 13 mei 2022

Bijlage 3

Wijzigingsverzoek van de CREG, Nederlandstalige versie – 7 april 2022