

Décision

(B)2433

19 juillet 2022

Décision relative à la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires

prise en application de l'article 200 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. Cadre légal.....	5
1.1. Droit européen	5
1.2. Droit belge	6
2. Antécédents	8
3. Consultation	9
3.1. Généralités	9
3.2. Consultation publique du 23 décembre 2021 au 2 février 2022 inclus	10
3.2.1. Utilisation optimale des ressources d'équilibrage aFRR et mFRR.....	10
3.2.2. Sécurité du réseau.....	10
3.2.3. Barrières à l'entrée.....	16
3.2.4. Signal de prix pour de petits déséquilibres du système.....	16
3.2.5. Coûts d'équilibrage.....	17
3.2.6. Alpha-formule.....	18
3.2.7. Compatibilité avec l'avenir	19
4. Analyse de la proposition	21
4.1. Base légale pour approuver la proposition de règlement des déséquilibres.....	21
4.2. Description	21
4.3. Discussion par article.....	21
4.3.1. Article 1 - Objet et domaine d'application	21
4.3.2. Article 2 – Publication et application des règles d'équilibrage	21
4.3.3. Article 3 – Définitions et interprétations.....	22
4.3.4. Article 4.....	22
4.3.5. Article 6.....	22
4.3.6. Article 7.....	22
4.3.7. Article 8.....	22
4.3.8. Article 9.....	22
4.3.9. Article 11	23
4.3.10. Article 12	23
4.3.11. Article 13	23
4.3.12. Article 14	24
4.3.13. Article 15	24
4.3.14. Article 16	24
4.3.15. Article 17	27

4.3.16.	Article 18	28
4.3.17.	Article 19	28
4.3.18.	Article 20	28
4.3.19.	Article 23	28
4.3.20.	Article 24	28
4.3.21.	Article 25	28
4.3.22.	Article 28	28
Décision		29
Annexe 1.....		30
Annexe 2.....		31
Annexe 3.....		32

INTRODUCTION

En application de l'article 200 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le « RTF »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine ci-après la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : ELIA) portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après : « la Proposition de Règlement des déséquilibres ») dans le cadre de la participation à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage (ci-après : « la plateforme européenne aFRR »).

La CREG a reçu la Proposition de Règlement des déséquilibres d'ELIA par e-mail du 13 mai 2022, accompagnée :

- de la proposition portant sur la modification des règles pour la compensation des déséquilibres quart-horaires en néerlandais et en anglais (annexe 1 de la présente décision) ;
- de la version non confidentielle du rapport de consultation comportant tous les commentaires individuels, en anglais (annexe 2 de la présente décision).

La présente décision se compose de cinq parties. La première partie synthétise le cadre légal. Les antécédents sont rappelés dans la deuxième partie. La troisième partie comporte la consultation. La quatrième partie reprend une analyse de la proposition et la cinquième partie contient la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 19 juillet 2022.

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1. L'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après : le règlement 2019/943) définit entre autres comment le marché de l'équilibrage doit être organisé.

Ainsi, l'article 6.3 du règlement 2019/943 prévoit que les marchés d'équilibrage garantissent la sécurité d'exploitation tout en permettant un usage maximal et une allocation efficiente de la capacité d'échange entre zones aux différentes échéances.

2. Le 18 décembre 2017, le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « EBGL ») est entré en vigueur. Conformément au considérant (15) du règlement 2019/943, le titre V de l'EBGL dispose que l'objectif général du règlement des déséquilibres est de garantir que les responsables d'équilibre maintiennent leur propre équilibre ou contribuent à rétablir l'équilibre du système de manière efficiente et d'inciter les acteurs du marché à maintenir ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système. Afin que les marchés de l'équilibrage et l'ensemble du système énergétique soient aptes à l'intégration de la part croissante que représente l'énergie produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, les prix du déséquilibre devraient refléter la valeur de l'énergie en temps réel. Tous les acteurs du marché devraient être financièrement responsables des déséquilibres qu'ils provoquent dans le système, c'est-à-dire de la différence entre le volume alloué et la position finale sur le marché. Pour les agrégateurs de participation active de la demande, le volume alloué se compose du volume énergétique physiquement activé par la charge des clients participants, sur la base d'une mesure définie et d'une méthodologie de base.

3. L'article 12 de l'EBGL énumère les obligations des GRT en matière de publication d'informations sur l'équilibre actuel du système électrique dans sa ou ses zones de programmation, d'informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, d'informations indiquant si et comment l'offre d'énergie d'équilibrage a été convertie, d'informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage, d'informations sur les volumes offerts ainsi que sur les prix proposés, et d'informations sur l'allocation et l'utilisation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage.

4. L'article 14 de l'EBGL prévoit en outre :

« 1. Chaque GRT est responsable de l'acquisition de services d'équilibrage auprès de fournisseurs de services d'équilibrage afin d'assurer la sécurité d'exploitation, et 2. Chaque GRT applique un modèle d'appel décentralisé pour la détermination des programmes de production et des programmes de consommation. Les GRT qui appliquent un modèle d'appel centralisé au moment de l'entrée en vigueur du présent règlement le notifient à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE afin de continuer à appliquer un modèle d'appel centralisé pour la détermination des programmes de production et de consommation. L'autorité de régulation compétente vérifie que les tâches et les responsabilités du GRT sont cohérentes avec les définitions de l'article 2, paragraphe 18 ».

5. Conformément à l'article 18.1, b) de l'EBGL, Elia doit élaborer, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur de l'EBGL et pour toutes les zones de programmation de Belgique, une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (ci-après : BRP).

6. L'article 18.2 de l'EBGL précise que ces modalités et conditions prévoient également les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, conformément à l'article 36 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 : « E&R NC »), et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché, conformément à l'article 39 du règlement E&R NC, dès qu'elles auront été approuvées conformément à l'article 4 de ce même règlement. Le 18 décembre 2018, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition à ce sujet. Par sa décision (B)1941 du 19 septembre 2019¹, la CREG a rejeté cette proposition d'Elia. Elia n'a introduit de nouvelle proposition jusqu'ici.

7. L'article 18.3 de l'EBGL prévoit qu'aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre, chaque gestionnaire de réseau de transport (ci-après : « GRT ») :

« a) se coordonne avec les GRT et les gestionnaires de réseau de distribution (ci-après : GRD) susceptibles d'être affectés par ces modalités et conditions ;

b) respecte les cadres applicables à l'établissement de plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage et pour le processus de compensation des déséquilibres en application des articles 19, 20, 21 et 22 de l'EBGL ;

c) associe les autres GRD et parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition et tient compte de leurs avis, sans préjudice de la consultation publique prévue à l'article 10 de l'EBGL. »

8. Conformément à l'article 18.6 de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux BRP contiennent entre autres les éléments suivants, importants pour la présente décision :

« f) les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, définies en application du titre V, chapitre 4 de l'EBGL ;

k) les règles relatives au règlement des déséquilibres en application des articles 52, 53, 54 et 55 ».

1.2. DROIT BELGE

9. L'article 200 du RTF prévoit :

« § 1^{er}. Sans préjudice des codes de réseau et des lignes directrices européens, le gestionnaire de réseau de transport soumet, après consultation publique, à la commission pour approbation les règles de fonctionnement du marché destinées à la compensation des déséquilibres quart-horaire. Ces règles sont fixées selon des critères clairement établis, objectifs, transparents et non discriminatoires. Ces règles sont également appelées règles d'équilibrage et après approbation par la commission, ces règles sont intégralement publiées par le gestionnaire de réseau de transport.

§ 2. Les règles d'équilibrage visées au paragraphe 1^{er} déterminent au moins les éléments suivants, à moins que ceux-ci ne soient déjà fixés dans la législation applicable et/ou dans les documents approuvés par la commission en application de la ligne directrice européenne EBGL :

1° la liste des moyens qui sont à la disposition du gestionnaire du réseau de transport et les modalités détaillées sur la base desquelles il les utilise pour assurer l'équilibre de la zone de réglage fréquence-puissance ;

¹ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1941>

2° l'impact éventuel de leur utilisation sur les composants des tarifs appliqués aux responsables d'équilibre conformément aux articles 12 à 12quinquies de la loi du 29 avril 1999 ;

3° les modalités pour la publication en temps utile des informations pertinentes pour l'équilibrage de la zone de réglage fréquence-puissance ;

4° les modalités de surveillance du fonctionnement du marché d'équilibrage et d'établissement de rapports qui y sont associés, destinés à la commission.

§ 3. Le gestionnaire de réseau de transport communique au responsable d'équilibre de l'information pertinente, en cas d'activation d'énergie menant à une modification des injections et/ou prélèvements de puissance active qui sont attribués à ce responsable d'équilibre selon des modalités décrites dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre. »

10. En outre, les articles 226- 227 du RTF prévoient ce qui suit :

« Art. 226. § 1^{er}. Le fournisseur de services d'équilibrage tient à disposition du gestionnaire de réseau de transport sous forme d'offres d'énergie d'équilibrage la puissance active disponible à la hausse et à la baisse sur :

1° toute unité de production d'électricité ou parc de générateurs de la zone de réglage visés à l'article 35, § 2, alinéa 1^{er}, considéré comme existant(e) ou nouveau(nouvelle) conformément à l'article 35, §§ 7, et 8, de type C ou D conformément au classement l'article 35, § 2, alinéa 3, et dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est supérieure ou égale à 25 MW ;

2° tout parc non-synchrone de stockage dans la zone de réglage, considéré comme existant ou nouveau conformément à l'article 35, § 9, et de type C ou D conformément au classement de l'article 35, § 4.

§ 2. Cette obligation ne porte pas préjudice au droit pour un fournisseur de services d'équilibrage de soumettre des offres d'énergie d'équilibrage à partir d'autres unités de production d'électricité et parcs non synchrones de stockage que ceux visés au paragraphe 1^{er}, ou à partir d'unités de consommation, à condition de satisfaire aux exigences décrites dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage, ainsi qu'aux dispositions de l'article 182 de la ligne directrice européenne SOGL. § 3. Le fournisseur de services d'équilibrage est désigné par un utilisateur de réseau concerné selon des dispositions prévues dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Lorsqu'aucun fournisseur de services d'équilibrages n'est désigné pour les installations visées au paragraphe 1^{er} l'utilisateur de réseau concerné devient par défaut fournisseur de services d'équilibrage et se voit attribuer l'obligation de mise à disposition de puissance disponible au gestionnaire de réseau de transport tel que visé au paragraphe 1^{er}.

Art. 227. Le gestionnaire de réseau de transport veille à la disponibilité et, le cas échéant, met en place les services d'équilibrage :

1° selon des procédures objectives, transparentes, non discriminatoires, et reposant sur les règles du marché conformément à l'article 4 de la ligne directrice européenne EBGL ;

et

2° conformément aux règles opérationnelles prescrites dans le présent arrêté. »

2. ANTÉCÉDENTS

11. Par sa décision (B)2085 du 18 juin 2020, la CREG a approuvé les deux propositions sur les règles d'équilibrage, introduites par Elia le 28 mai 2020, l'une portant la réserve de stabilisation de la fréquence (FCR) et l'autre sur la réserve automatique de restauration de la fréquence (aFRR). Ces règles d'équilibrage sont entrées en vigueur en même temps que leurs modalités et conditions ou méthodologies respectives pour les fournisseurs de services d'équilibrage (T&C BSP FCR et T&C BSP aFRR).²

12. Par décision (B)2366 du 24 mars 2022, la CREG a approuvé la proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage (ci-après : « BSP ») pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR), telle qu'introduite par Elia le 18 février 2022³. Les modifications concernent la révision du design du marché pour l'achat de capacité d'équilibrage aFRR et l'adaptation des règles dans le but de connecter le bloc RFP d'Elia à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.

13. L'entrée en vigueur des T&C BSP aFRR approuvées se déroule en deux étapes.

Dans un premier temps, toutes les modifications prennent effet, à l'exception de celles concernant :

- la définition du prix marginal transfrontalier (ci-après : « CBMP » ou *cross-border marginal price*) de la plateforme aFRR ;
- la proposition d'annexe 14 (frais en cas de fall-back) et
- les modifications liées aux articles II.16.6, II.16.7, II.16.8, II. 16.9 (c'est-à-dire le principe *pay-as-cleared*).

Ces modifications entrent en vigueur au plus tôt 1 mois après l'approbation par la CREG, mais pas avant le 21 avril 2022.

14. Dans la seconde phase, toutes les autres modifications entrent en vigueur, mais pas avant le 22 juin 2022 ou 1 mois après l'approbation par la CREG et pour autant que la CREG ait approuvé l'actuelle Proposition de Règlement des déséquilibres. L'actuelle Proposition de Règlement des déséquilibres a été introduite par Elia auprès de la CREG le 13 mai 2022.

Dans sa demande d'approbation, Elia indique que, conformément à la feuille de route 2021-2022, le raccordement à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage aFRR, connue sous le nom de projet PICASSO, nécessite une évolution du design énergétique local de l'aFRR. Cette évolution du design demande également d'apporter des modifications aux règles d'équilibrage du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après : « règles d'équilibrage »). Celles-ci portent principalement sur les sujets suivants :

- Les interactions avec la plateforme aFRR pour la sélection des offres d'énergie aFRR et les situations de fall-back ;
- Le calcul du déséquilibre du réseau ;
- Le calcul du prix de déséquilibre ;
- Les publications sur le site Web d'Elia ;

² <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

³ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2366>

- Le reporting à la CREG.

3. CONSULTATION

3.1. GÉNÉRALITÉS

15. Elia a organisé une consultation publique sur la Proposition de Règlement des déséquilibres du 23 décembre 2021 au 2 février 2022.

D'après le rapport de consultation (annexe 2 de la présente décision), Elia a reçu deux réactions non confidentielles de la part de :

- la Febeg ;
- Febeliec.

Par ailleurs, Elia a reçu une réaction d'une entité individuelle qui soutient la proposition dans sa globalité.

La CREG traitera ci-dessous uniquement les réactions des acteurs du marché et la réponse d'Elia dans le cas où la CREG a des remarques et/ou n'est pas d'accord à leur sujet.

16. Suite aux réactions des parties prenantes à la consultation publique, Elia a apporté une série de modifications à la Proposition de Règlement des déséquilibres.

La principale modification, apportée à la version de consultation suite à la consultation et à des discussions intensives avec la CREG et les acteurs du marché, ainsi qu'à une consultation supplémentaire des acteurs du marché lors du GT Balancing du jeudi 5 mai 2022, concerne la détermination du prix de déséquilibre. En effet, selon Elia, il est essentiel que la fonction objective pour le calcul du prix de déséquilibre soit d'équilibrer la zone de réglage belge au coût le plus bas possible tout en garantissant la sécurité du réseau. À cette fin, les avantages liés à l'intégration du marché européen doivent être intégrés autant que possible par une formation des prix au niveau de l'UE, sans donner aux BRP un incitant (financier) qui pourrait compromettre la sécurité du réseau. La formule adaptée pour le calcul du prix de déséquilibre, décrite aux articles 16 et 17 des règles d'équilibrage, combine ces éléments de la meilleure façon possible et constitue un compromis entre les préoccupations des deux côtés du spectre dans les réponses à la consultation et les préoccupations de la CREG. Le rapport de consultation (annexe 2 de la présente décision) contient une explication détaillée de toutes les adaptations apportées à la formule. En effet, la formule adaptée est basée sur une formule proposée par la FEBEG lors de la consultation publique et a été modifiée pour tenir compte des exigences en matière de sécurité du réseau (cf. supra) et des intérêts des autres acteurs du marché. Cette adaptation suit le processus normal selon lequel une proposition - avant d'être soumise à l'approbation de la CREG - est adaptée afin de répondre aux commentaires pertinents formulés par les acteurs du marché lors de cette consultation publique. Néanmoins, Elia a informé de manière transparente tous les acteurs du marché de la formule adaptée pour le GT Balancing susmentionné, recevant le soutien des acteurs du marché qui ont répondu à la consultation pour cette adaptation comme étant le meilleur compromis possible et convenant, en vue de la mettre en œuvre le plus rapidement possible, que cette adaptation ne nécessite pas de consultation publique supplémentaire.

17. Le comité de direction de la CREG est d'avis que, conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG ne doit pas organiser de consultation sur la présente décision pour les raisons suivantes :

- la consultation a duré 6 semaines et
- en ce qui concerne les modifications apportées à la version de consultation, Elia a mené une concertation suffisante avec les parties prenantes dont elle a par ailleurs reçu le soutien et il n'est pas apparu nécessaire pour eux non plus d'organiser de consultation publique supplémentaire concernant ces modifications.

3.2. CONSULTATION PUBLIQUE DU 23 DÉCEMBRE 2021 AU 2 FÉVRIER 2022 INCLUS

3.2.1. Utilisation optimale des ressources d'équilibrage aFRR et mFRR

18. FEBELIEC s'interroge sur l'ordre dans lequel ELIA active les réserves aFRR et mFRR. Plus précisément, il n'est pas évident qu'il est optimal qu'ELIA active des offres aFRR chères alors que des offres moins chères de mFRR sont disponibles.

ELIA répond qu'on pourrait considérer d'activer du mFRR proactivement mais que ça pourrait mener à des overshoots, en particulier si les BRPs réagissent pour résorber (en partie) le déséquilibre.

La CREG pense que la réponse d'ELIA est correct. Il y a, en effet, un trade-off entre activer des offres plus contrôlables mais chères (aFRR) comparé à activer des offres moins contrôlables mais peu chères (mFRR). Par conséquent, Il n'est pas possible de répondre à la question sans faire d'analyse détaillée. Néanmoins, la CREG remarque que cette question a déjà été posée à de nombreuses reprises par des acteurs de marché. Il ne paraît donc plus acceptable qu'ELIA reste dans une discussion hypothétique sur la possibilité d'activer du mFRR pour éviter d'activer des offres aFRR plus chères. Par conséquent, La CREG encourage ELIA à étudier le sujet plus en profondeur.

3.2.2. Sécurité du réseau

19. La FEBEG répond que les déséquilibres doivent être réglés, conformément à l'article 44 de l'EBGL, à un prix qui reflète la valeur de l'énergie en temps réel. Elia répond que le prix de déséquilibre ne peut ni compromettre la sécurité du réseau, ni entraîner de coûts supplémentaires, par exemple sous la forme d'une augmentation des coûts d'acquisition des capacités d'équilibrage. Cela signifie pour Elia que le prix de déséquilibre ne peut jamais conduire les BRP dans la zone de déséquilibre d'Elia à aggraver le déséquilibre du bloc RFP. Elle poursuit en disant que cette philosophie d'équilibrage permet encore de capter les avantages de l'intégration européenne dans une mesure limitée et est conforme à l'interprétation d'Elia de la décision EBGL et ACER ISH.

Le règlement des déséquilibres doit poursuivre les objectifs de l'EBGL. Les articles 3.1 b) et 3.1 d) de l'EBGL mettent en avant l'efficacité des marchés journalier, intrajournalier et de l'équilibrage, ainsi que leur cohérence. Les articles 3.2 c) et 3.2 d) de l'EBGL prévoient que l'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux doit être recherchée et que les GRT doivent utiliser dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau. La CREG n'est cependant pas d'accord avec l'interprétation d'Elia selon laquelle le prix de déséquilibre ne peut jamais conduire les BRP dans la zone de déséquilibre d'Elia à aggraver le déséquilibre du bloc RFP. La CREG renvoie au mécanisme de règlement des déséquilibres, par lequel un déséquilibre dans un bloc RFP compense partiellement ou totalement un déséquilibre dans un autre bloc RFP. Si l'aggravation du déséquilibre dans un bloc RFP compense le déséquilibre dans un autre bloc RFP au moindre coût, alors cette solution doit être autorisée et encouragée tant que les capacités de transport sont suffisantes.

L'aggravation des déséquilibres dans le bloc RFP n'entraîne pas une augmentation des coûts d'équilibrage tant que l'augmentation du déséquilibre compense un déséquilibre dans un autre bloc RFP. En effet, il n'est pas nécessaire d'augmenter les réserves pour la FRR dans un bloc RFP : le déséquilibre est causé par des ressources disponibles présentes dans le système qui compensent les déséquilibres dans les deux blocs RFP. De plus, comme ces ressources disponibles compensent les déséquilibres, l'activation de ressources d'équilibrage plus coûteuses est évitée. Ces réactions optimales des ressources d'équilibrage sont demandées par l'article 3.m du règlement 943: "les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production, au stockage d'énergie et à la participation active de la demande." Cette article indique clairement que le but du design est que les unités les plus efficaces tournent en temps réels peu importe où elles sont localisées (tant que les contraintes de réseau sont respectées) ni si elles sont utilisées par un BSP ou par un BRP. Cette vision est aussi confirmée par William Hogan⁴: "L'ISO doit maintenir l'équilibre en énergie global du système, mais il n'y a pas de nécessité physique et pas d'intérêt réglementaire à requérir qu'une certaine combinaison d'échange soit en équilibre. En fait, c'est le contraire. Des obligations d'équilibre individuelles complexifient la tâche de l'ISO et donne un outil pour renforcer le pouvoir de marché. Cela va contre l'intérêt général. "

L'aggravation du déséquilibre du bloc RFP n'engendre pas non plus nécessairement de problèmes liés à la sécurité du réseau. Tant le règlement des déséquilibres que la plate-forme européenne aFRR tiennent compte de la capacité transfrontalière disponible. Si celle-ci est saturée, les prix divergeront au sein des deux blocs RFP et reflèteront l'offre marginale par bloc RFP. En tenant compte du fait que le GRT aura déjà activé des ressources d'équilibrage pour réduire le déséquilibre du bloc RFP et pour anticiper la saturation de la capacité transfrontalière disponible, le prix du bloc RFP donnera en temps opportun les signaux nécessaires aux BRP pour éviter d'aggraver davantage le déséquilibre du bloc RFP. Ces ressources d'équilibrage déployées par le BRP ne mettent ainsi pas en péril la sécurité du réseau.

La CREG est donc d'avis qu'il ne faut pas s'écarter des prix marginaux transfrontaliers fondés sur le marché d'équilibrage afin de garantir la sécurité du réseau. Un tel écart réduit l'efficacité des marchés d'équilibrage (et via le principe de *backpropagation* également l'efficacité des marchés journalier et infrajournalier) et conduit à des coûts (de déséquilibre) plus élevés pour les BRP que les coûts réels résultant des activations aFRR optimisées via la plateforme européenne aFRR. Par conséquent, la CREG est d'avis que la limitation du règlement des déséquilibres est contraire aux objectifs de l'EBGL.

20. En réponse à ce qui est exposé au paragraphe 19 de la présente décision, d'un point de vue technique, ELIA pense que si les BRPs regardent seulement le signal prix sans regarder la capacité cross-border disponible, ils pourraient créer de dangereuses congestions en temps réel. Premièrement, la CREG est d'opinion que le prix, dans la proposition de FEBEG, ne va pas donner d'incitant à créer de congestion. En effet, dans le cas où les BRPs créeraient une congestion, le prix leur deviendrait défavorable. Deuxièmement, la CREG remarque que le prix va refléter de manière progressive le risque de congestion. Ces deux points peuvent être illustrés sur l'exemple suivant (voir Figure 1).

21. Dans cette exemple, on considère un cas dans lequel il y a un ATC au début de l'intervalle de 400 MW entre la Belgique et les Pays-Bas. Le déséquilibre du système aux Pays-Bas est de -600 MW et le système Belge est à l'équilibre. On considère qu'il y a deux offres d'énergie d'équilibrage standard aFRR positives en Belgique: la première de 100 MW à 100 €/MWh, la deuxième de 50 MW à 500 €/MWh. Il y aussi deux offres d'énergie d'équilibrage standard aFRR négatives en Belgique: la première de 100 MW à 50€/MWh, la deuxième de 50 MW à -500 €/MWh. On considère aussi qu'il y a deux offres d'énergie d'équilibrage standard aFRR positives aux Pays-Bas. La première de 300 MW à

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

200€/MWh et la deuxième de 200 MW à 1000 €/MWh. On considère qu'un BRP en Belgique va réagir au prix de déséquilibre. Il a une unité d'une capacité de 800 MW avec un cout marginal de 150 €/MWh.

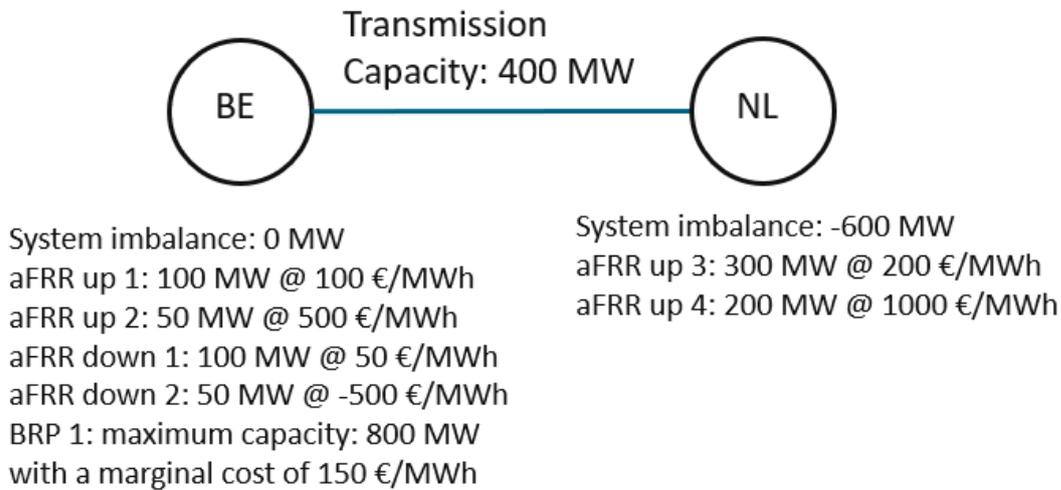


Figure 1 : Aperçu des hypothèses utilisées dans l'exemple

Avant que le BRP ne réagisse (Figure 2), le déséquilibre est couvert par 150 MW d'activation d'aFRR en Belgique et 450 MW d'activation d'aFRR aux Pays-Bas. Ceci implique un flux de 150 MW depuis la Belgique vers les Pays-Bas. Le cross-border marginal price est de 1000 €/MWh.

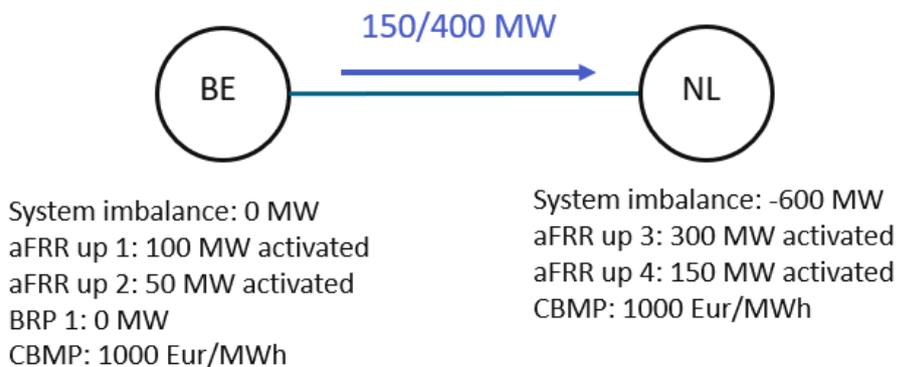


Figure 2 : Détermination du prix marginal transfrontalier avant réaction des BRP belges

Après plusieurs cycles d'optimisation (Figure 3), on suppose que le BRP en Belgique a augmenté sa production de 100 MW. Dans ce cas, 100 MW d'aFRR dans la direction positive ont été désaturés aux Pays-Bas. En réagissant, le BRP contribue à la stabilité du système car il augmente la quantité d'aFRR disponible pour répondre à de futures besoins. On obtient un flux de 250 MW de la Belgique vers les

Pays-Bas. Le cross-border marginal price reste égal à 1000 €/MWh.

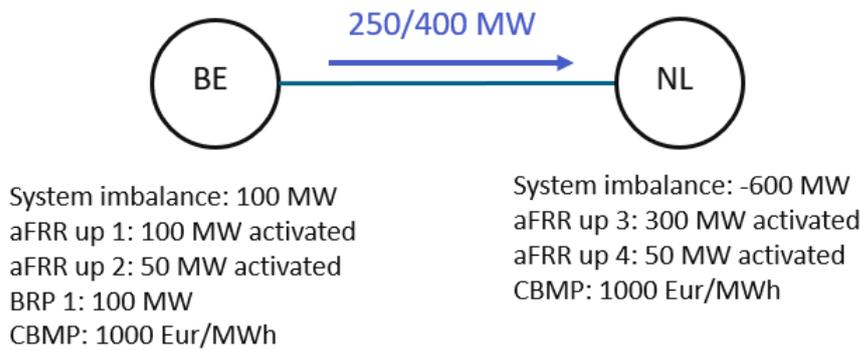


Figure 3 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 100 MW des BRP belges

Plusieurs cycles d'optimisation plus tard (Figure 4), le BRP a encore augmenté sa production de 75 MW (175 MW au total). 25 MW d'aFRR supplémentaires ont été désaturés en Belgique et 50 MW aux Pays-Bas. Ceci implique un flux de 300 MW depuis la Belgique vers les Pays-Bas. A ce moment, le cross-border marginal price est fixé par l'offre la plus chère en Belgique à 500 €/MWh.

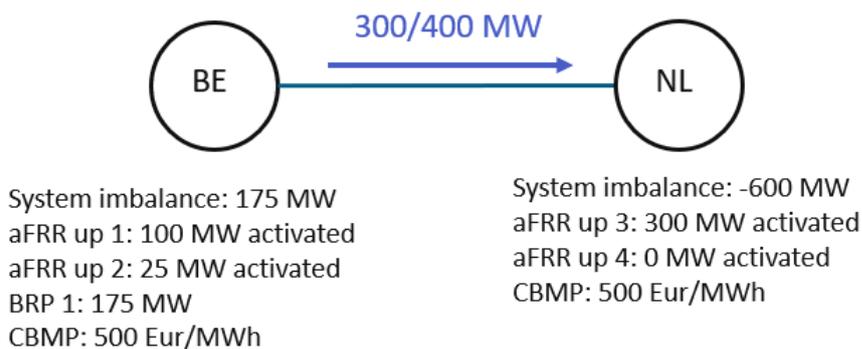


Figure 4 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 175 MW des BRP belges

Plusieurs cycles d'optimisation plus tard (Figure 5), le BRP a augmenté sa production de 250 MW. 25 MW d'aFRR supplémentaires ont été désaturés en Belgique et 50 MW aux Pays-Bas. Ceci implique un flux de 350 MW depuis la Belgique vers les Pays-Bas. Le cross-border marginal price est fixé par l'offre la moins chère au Pays-Bas à 200 €/MWh. Ce changement du cross-border marginal price influence le prix de déséquilibre et envoie le signal au BRP que sa réaction devient moins avantageuse

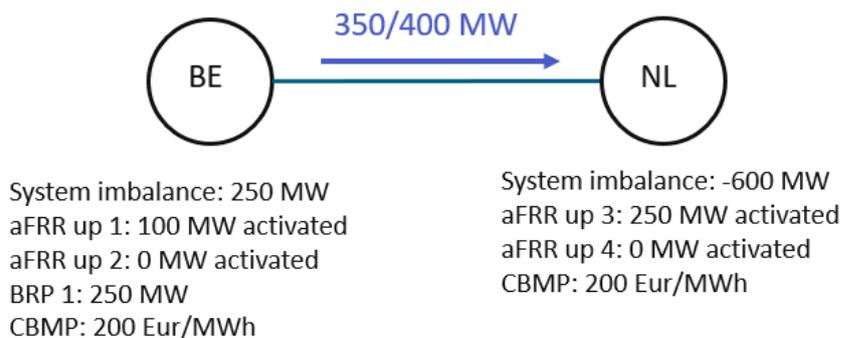


Figure 5 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 250 MW des BRP belges

22. Plusieurs cycles d'optimisation plus tard (Figure 6), le BRP a augmenté sa production de 300 MW. 50 MW d'aFRR supplémentaires ont été désaturés aux Pays-Bas. Ceci implique un flux de 400 MW de la Belgique vers les Pays-Bas. Comme la ligne entre la Belgique et les Pays-Bas est saturée, le cross-border marginal price est fixé par l'offre la moins chère en Belgique à 100 €/MWh. Ce changement du cross-border marginal price influence le prix de déséquilibre et envoie le signal au BRP d'arrêter sa réaction car le cross-border marginal price est plus faible que son coût marginal.

23. La CREG conclue de cet exemple que le BRP a un incitant à arrêter sa réaction avant que la capacité de la ligne ne soit dépassée. Dans le reste de l'exemple, on analyse l'évolution des prix si le BRP continuait sa réaction, même si ce n'est pas dans son intérêt. Notez que l'exemple qui suit assume donc un acteur irrationnel.

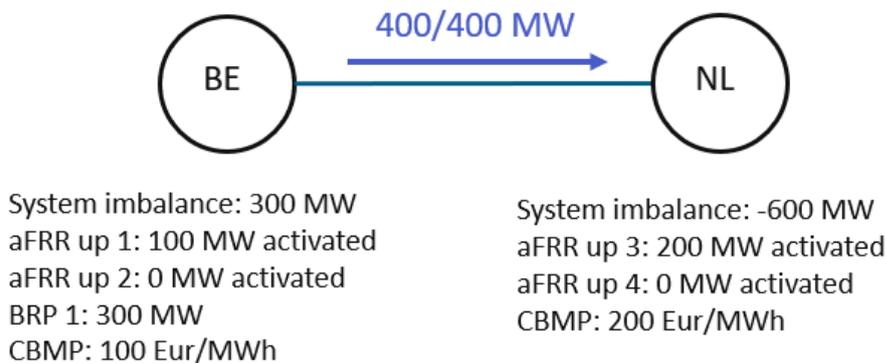


Figure 6 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 300 MW des BRP belges

24. Si le BRP arrivait à 425 MW de réaction à la hausse (Figure 7), 25 MW d'aFRR à la baisse seraient activés en Belgique. Ceci implique un flux de 400 MW depuis la Belgique vers les Pays_Bas (la capacité de la ligne est toujours respectée). Le cross-border marginal price serait de 50 €/MWh. Cette réduction du cross-border marginal price diminuerait encore plus la valeur du prix de déséquilibre, augmentant encore l'incitant pour le BRP à arrêter sa réaction.

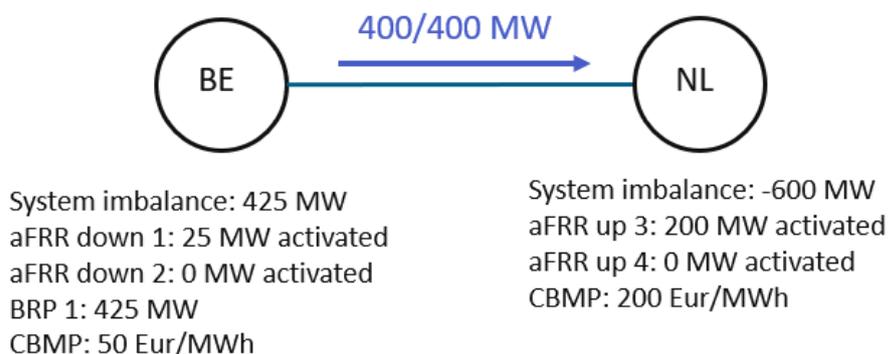


Figure 7 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 425 MW des BRP belges

25. Si le BRP arrivait à 525 MW de réaction positive (Figure 8), 125 MW d'aFRR négative seraient activés en Belgique. Ceci implique un flux de 400 MW depuis la Belgique vers les Pays_Bas (la capacité de la ligne est toujours respectée). Dans ce cas, le cross-border marginal price serait de -500 €/MWh. Ceci devrait donner un fort incitant pour le BRP à arrêter sa réaction. Cette exemple confirme qu'avant d'avoir une congestion, l'entièreté du merit order aFRR négative serait activée, ce qui (au vu des merit order actuellement observés) impliquerait un cross border marginal price très négatif.

Ce n'est que si le BRP continuait sa réaction jusqu'à 550 MW qu'il y aurait une congestion.

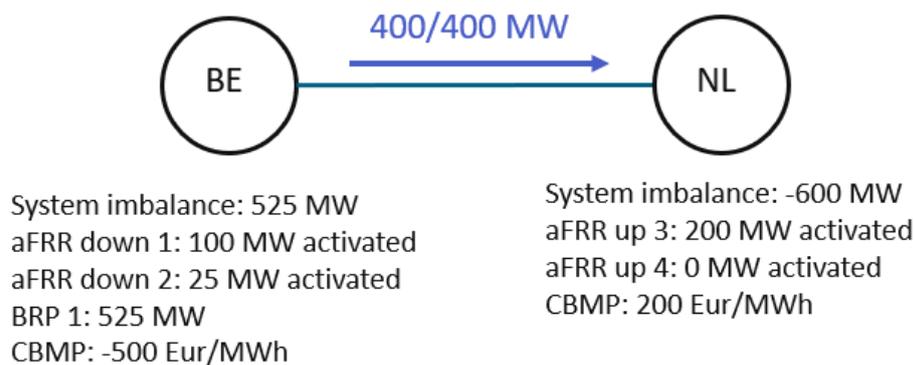


Figure 8 : Prix marginal transfrontalier après réaction de 525 MW des BRP belges

26. La CREG conclue de cet exemple que si le BRP réagissait en suivant son intérêt, il désaturerait l'aFRR, ce qui serait bénéfique pour le système. S'il suréergissait, ELIA devrait activer de l'aFRR dans l'autre direction (ce qui serait exactement la même situation qu'actuellement lorsque les BRPs surréagissent). Pour avoir une congestion, il faudrait supposer que le BRP continue de réagir même si le prix lui est très défavorable.

27. Une critique qui pourrait être faite sur l'exemple ci-dessus est que l'impact du changement du cross-border marginal price sur le prix de déséquilibre est progressif. Néanmoins, la CREG remarque qu'ELIA a une alternative à sa disposition. En effet, si ELIA observait un risque opérationnel, elle pourrait activer du mFRR avec activation directe. Dans ce cas, une offre du merit order (dans la direction du déséquilibre en Belgique) serait activée. Cela aurait pour impact de changer instantanément le prix de déséquilibre, ce qui donnerait un incitant direct aux BRPs d'arrêter leur réaction.

28. La CREG observe que (comme demandé par FEBEG) pour faciliter la réaction des BRPs, ELIA pourrait publier les ATCs disponibles en temps réels.

29. La CREG remarque que FEBEG considérait qu'ELIA avait les outils à sa disposition pour demander à un BRP de revenir à son plan de production (return-to-schedule/ICAROS). ELIA a répondu qu'elle ne voyait pas de lien entre le CRI et les congestions sur les lignes transfrontalières. La CREG est d'accord avec l'observation d'ELIA qu'il peut y avoir une congestion transfrontalière même si le CRI est bas dans toutes les zones électriques belges. Néanmoins, la CREG s'interroge sur la possibilité pour ELIA d'implémenter un mécanisme de « return to schedule » qui s'appliquerait lorsqu'ELIA observe un risque de congestion sur ses lignes transfrontalières.

3.2.3. Barrières à l'entrée

30. ELIA pense que le fait que ce ne soit pas dans l'intérêt des BRPs n'est pas suffisant et que les BRP pourraient réagir de manière irrationnelle. De plus, ELIA est d'avis que dans le contexte d'intégration européenne, les paramètres qui doivent être analysés par les BRPs dans le but de calibrer leur réaction implicite sont nombreux et complexes. Par exemple, l'activation directe dans la plateforme mFRR et l'évolution de la demande aFRR de chaque TSO sont deux paramètres qui impactent la capacité résiduelle disponible pour la réaction implicite et qui sont très difficiles voire impossible à anticiper. Ce qui, d'après ELIA, est évidemment une large barrière à l'entrée.

31. La CREG est d'accord avec le fait que la gestion du système Européen par de multiples TSOs qui ont chacun leur propre philosophie d'équilibrage peut rendre le travail des BRPs plus compliqué. En effet, il est possible que certains TSOs placent leur demande dans PICASSO alors que d'autres la placent dans MARI/TERRE. Ces problèmes de coordination entre les TSOs pourrait empêcher une opération efficace du système.

32. Néanmoins, la CREG ne voit pas en quoi autoriser les BRPs à réagir dans une direction qui aggrave le déséquilibre du système local est une barrière à l'entrée. Premièrement cela donne seulement une option supplémentaire aux BRPs. Il n'y a pas de pénalités pour les BRPs qui ne seraient pas capables de le faire (ils pourraient simplement garder leur position et recevoir un prix plus attractif que dans la proposition d'ELIA). Deuxièmement, la CREG pense qu'il faut différencier deux types de barrières. D'un côté les barrières qui ne sont pas nécessaires, c'est-à-dire des barrières qui empêchent des unités qui pourraient fournir un service de participer. Un exemple de ce type de barrière est le fait que les tests de préqualification peuvent se dérouler à n'importe quel moment de la journée. Cela peut, en effet, rendre plus difficile la préqualification du renouvelable (le volume qu'il peut fournir dépend des conditions climatiques) malgré le fait qu'il est tout à fait capable de fournir de la flexibilité au système. D'un autre côté, des barrières inhérentes au service, c'est-à-dire qui empêchent des unités incapables de fournir le service de participer. Par exemple, les critères de ramping empêchent le nucléaire de participer au marché aFRR. Malgré tout, cette limitation est totalement justifiée étant donné que le nucléaire n'est pas capable de fournir l'essence même du service. Pour le fait d'autoriser les BRPs à réagir dans une direction qui aggrave le déséquilibre du système, la CREG pense qu'on se trouve face à une barrière inhérente. En effet, dans certaines conditions de marché, il est bénéfique pour le système que des BRPs aggravent le déséquilibre Belge (comme montré au paragraphe 21 de la présente décision). Par conséquent, il n'est pas souhaitable d'interdire aux BRPs de le faire. Il serait préférable de leur donner autant d'information que possible pour qu'ils soient capable de le faire efficacement.

3.2.4. Signal de prix pour de petits déséquilibres du système

33. FEBEG mentionne qu'en utilisant tous les cycles d'optimisation, on devrait obtenir un prix de déséquilibre moins extrême lorsque l'ISP est partiellement long et partiellement court.

ELIA répond que la formule de FEBEG ne garantit pas un prix modéré en cas d'un large déséquilibre. Elia renvoie à la situation où le déséquilibre du bloc RFP belge est faible alors qu'un bloc RFP lié en Europe fait face à un déséquilibre élevé.

La CREG souhaite différencier deux situations. Premièrement, le cas où le prix en Belgique augmente lorsque le reste du système Européen manque d'énergie. Ceci est une conséquence logique du couplage des marchés. Ce principe est, en effet communément appliqué dans les autres marchés (day-ahead, intraday). Deuxièmement, le cas où le prix de déséquilibre est extrême alors qu'il y a des déséquilibres dans les deux directions pendant l'intervalle. C'est surtout le cas lors de l'activation d'aFRR. Si seuls les prix de l'énergie d'équilibrage positive ou négative activée sont utilisés pour former

le prix de déséquilibre, des prix de déséquilibre extrêmes peuvent être obtenus pour de faibles déséquilibres (figure 9). Sur cette figure, on présente la valeur du prix de déséquilibre en fonction du déséquilibre du LFC Bloc d'Elia. On peut constater que les prix de déséquilibre les plus extrêmes ont été obtenus pour de très faibles déséquilibres du système. On peut se demander si, dans ces situations, le prix de déséquilibre reflète correctement la situation du système. De plus, pour ces périodes, on peut observer qu'il y avait souvent beaucoup d'offres de mFRR négatives moins chères non activées. La CREG est d'avis qu'il paraît assez étrange d'exposer un BRP à des prix de déséquilibre très extrêmes quand il reste encore énormément d'offres de mFRR moins chères disponibles. En effet, si offrir du mFRR ne donne pas une certaine garantie d'être couvert contre son déséquilibre, un BSP/BRP a un incitant à ne pas offrir ses capacités dans les marchés d'équilibrage (ce qui est requis par l'article 44.1.h de l'EBGL). De plus, si le prix de déséquilibre est très volatil et si les BRPs sont avertis aux risques, il devient préférable pour eux d'utiliser leurs assets pour balancer leur propre périmètre plutôt que d'essayer d'équilibrer le système. Cette situation est reconnue comme inefficace pour le fonctionnement du système (W. Hogan, "RESTRUCTURING THE ELECTRICITY MARKET: INSTITUTIONS FOR NETWORK SYSTEMS", 1999).

En conclusion, la proposition d'utiliser tous les cycles d'optimisation réduit le risque d'avoir des prix extrêmes alors qu'il y a des activations d'énergie d'équilibrage dans les deux directions. En conséquence, cela devrait augmenter l'incitant des BRPs à équilibrer le système plutôt que d'équilibrer leur portefeuille respectif. Pour ces raisons, la CREG supporte l'utilisation de tous les cycles d'optimisation pour le calcul du prix de déséquilibre.

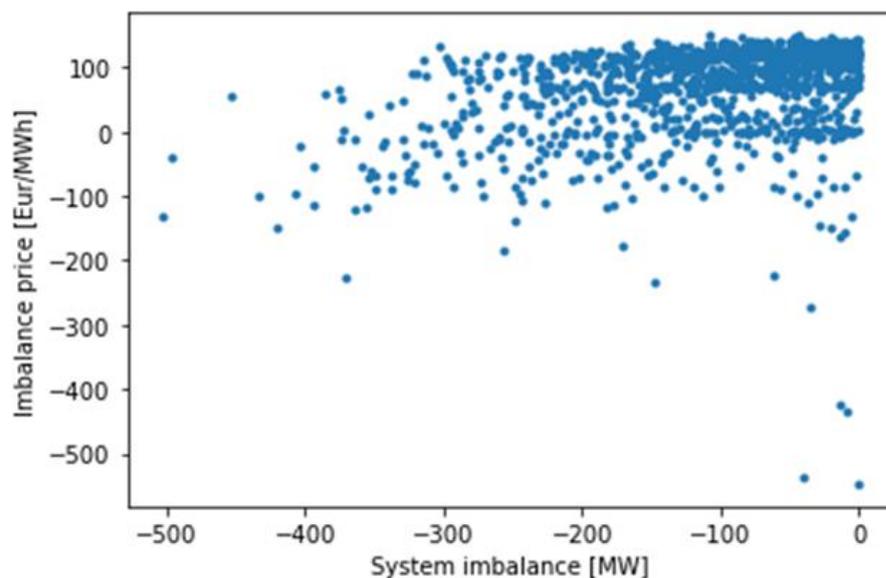


Figure 9 : Prix de déséquilibre extrême pour de petits déséquilibres du système

3.2.5. Coûts d'équilibrage

34. L'adaptation de la formule de FEBEG par ELIA ne peut qu'augmenter le coût/diminuer les bénéfices des BRPs. Cette augmentation de coût est difficile à justifier pour la CREG. Pour s'en convaincre, on peut regarder l'exemple de la Figure 4. Avec la formule d'ELIA, les BSPs activés en Belgique seraient payés au cross-border marginal price (200 Eur/MWh) alors que la « value of avoided activation » (50 Eur/MWh) serait utilisée pour calculer le prix de déséquilibre.

3.2.6. Alpha-formule

35. ELIA indique dans sa réponse à la consultation publique que la formule du composant alpha pourrait être adaptée dans le but de postposer son effet lorsque le déséquilibre belge est complètement et efficacement netté.

36. La CREG est heureuse qu'ELIA reconnaisse que le paramètre alpha puisse avoir un impact négatif sur l'efficacité du dispatch et qu'ELIA essaye de réduire cet impact. Néanmoins, la CREG voit deux problèmes dans l'approche suivie par ELIA. Premièrement, l'adaptation proposée ajoute de la complexité et de l'incertitude. En effet, la définition d'efficacement et complètement netté ne paraît pas évidente à la CREG et peut être difficile à estimer en temps réel. Deuxièmement, la CREG rappelle à ELIA qu'elle a donné un exemple dans la décision sur la modification de l'alpha (Décision (B)658E/77) montrant que même dans un cas sans netting, l'alpha empêchait les BRPs Belges d'avoir accès à des offres de balancing moins chères venant de l'étranger. De ce fait, les coûts des BRPs étaient plus élevés et par conséquent, ceux des consommateurs aussi. La CREG rappelle que l'exemple de la Décision (B)658E/77 montrait aussi que l'alpha pouvait impacter négativement la rentabilité des BSP étrangers, ce qui peut poser des questions sur l'équité de la compétition.

37. Dans sa note de Mars 2022 sur les mécanismes de scarcity pricing, ELIA indique que:

"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. Premièrement, la CREG remarque que la plupart des unités de production peuvent être utilisées par un BSP ou par un BRP. En conséquence, il peut être problématique d'envoyer des incitants différents aux BRPs et aux BSPs.

39. Deuxièmement, la CREG rappelle que l'article 3(m) du règlement 943 prévoit un dispatch efficace des moyens de production et ne fait pas la distinction entre les moyens d'équilibrage activés implicitement par un BRP ou les moyens d'équilibrage activés explicitement par un BSP à la demande du TSO.

40. Troisièmement, la CREG mentionne dans le considérant 8 de l'EBGL:

"Les règles définissant le rôle des fournisseurs de services d'équilibrage et celui des responsables d'équilibre garantissent une approche équitable, transparente et non discriminatoire."

Cet article indique clairement que l'équité de compétition doit être respectée entre les BSPs et les BRPs.

41. La CREG constate aussi que, depuis la dernière modification du paramètre alpha, ELIA n'a pas suffisamment justifié les bénéfices du paramètre alpha. En conclusion, la CREG est d'avis que le paramètre alpha doit être supprimé.

3.2.7. Compatibilité avec l'avenir

42. La CREG s'interroge sur la cohérence entre la vision d'ELIA de ne jamais avoir un prix de déséquilibre qui pourrait inciter les BRPs à aggraver le déséquilibre du système Belge et l'intégration Européenne des marchés d'équilibrage. En effet, la CREG remarque que le target model pour le balancing est un flow-based et non des ATCs (voir article 37 de l'EBGL). La CREG supporte cette évolution étant donné qu'il a été observés par les TSOs et les régulateurs de la région CWE qu'une méthode de calcul avec les ATCs était inefficace⁵. Dans ce target model, la CREG a l'impression que la proposition d'ELIA ne fonctionnerait plus. La raison étant que, dans un flow-based (contrairement à un modèle avec des ATCs), il serait aussi possible de créer des congestions cross-border en réduisant le déséquilibre en Belgique. Ce résultat est présenté dans l'exemple plus bas.

43. Dans cette exemple, on considère 3 zones. On fait les hypothèses suivantes: (i) la capacité entre la zone 2 et la zone 3 est de 600MW (ii) la capacité entre la zone 2 et la zone 1 est de 600 MW; (iii) la capacité entre la zone 1 et la zone 3 est de 100 MW. (iv) on a un déséquilibre de 300 MW dans la zone 1, -900 MW dans la zone 2 et 600 MW dans la zone 3. (v) chaque zone avait une position nette équilibrer après l'intraday.

44. On obtient les flux présentés dans la Figure 10. On peut remarquer que ces flux respectent les contraintes de réseau.

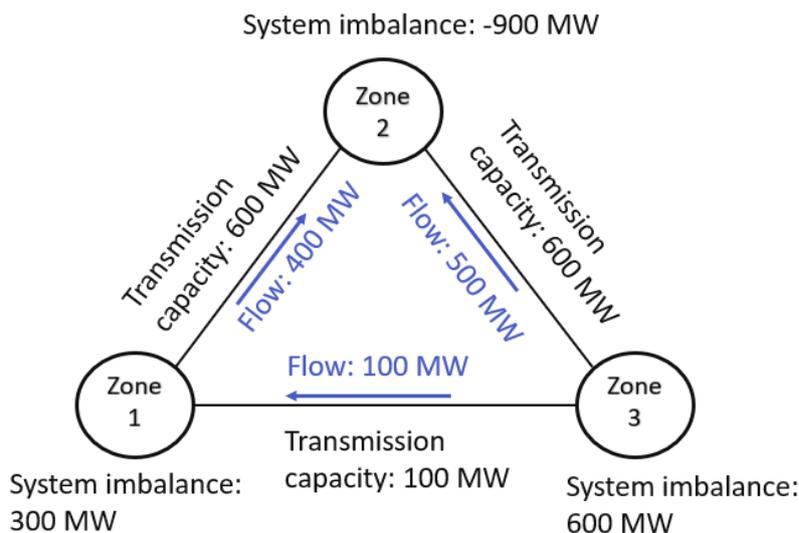


Figure 10: Flux initiaux au début de l'intervalle.

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. Faisons ensuite l'hypothèse que les BRPs de la zone 1 diminuent leur production de 100 MW et que ceux de la zone 2 augmentent leur production de 100 MW. On peut remarquer qu'en faisant cela les BRP réduiraient le déséquilibre de leur zone respective. On obtiendrait les flux présentés sur la Figure 11. Sur cette figure, on peut constater que la capacité de la ligne entre la zone 1 et la zone 3 n'est pas respectée. On peut conclure de cet exemple que, dans un modèle flow-based, même si chaque zone réduit son déséquilibre, il est possible que cela crée une congestion sur le réseau. Il n'est pas clair pour la CREG comment le raisonnement d'ELIA peut être adapté à cette situation.

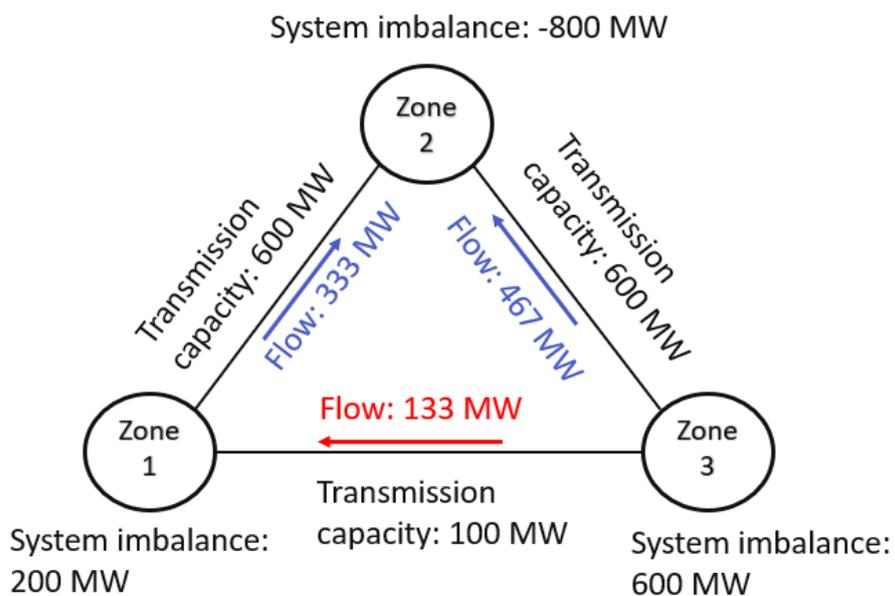


Figure 11: Flux après la réaction des BRPs.

4. ANALYSE DE LA PROPOSITION

4.1. BASE LÉGALE POUR APPROUVER LA PROPOSITION DE RÈGLEMENT DES DÉSÉQUILIBRES

46. La Proposition de Règlement des déséquilibres trouve son origine dans la participation éventuelle d'Elia à la plate-forme européenne aFRR. Toutefois, la participation à la plate-forme européenne aFRR exige que la Proposition de Règlement des déséquilibres satisfasse aux exigences définies au titre V, chapitre 4 de l'EBGL. L'article 18.6 de l'EBGL exige que les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, conformément au chapitre 4, titre V de l'EBGL, soient intégrées dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (ci-après : « T&C BRP »). La modification du règlement des déséquilibres doit par conséquent être intégrée dans les T&C BRP. La CREG renvoie aux paragraphes 33 à 35 de sa décision (B)658E/77 du 3 février 2022⁶ où elle arrive à la même conclusion.

47. En application de l'article 6.3 de l'EBGL, la CREG a envoyé le 7 avril 2022 une lettre à Elia demandant une modification des T&C BRP, à soumettre à la CREG pour le 24 mai 2022. Avec cette demande de modification, il est demandé à Elia d'inclure dans les T&C BRP une proposition de modification du calcul du prix de déséquilibre, y compris les composantes additionnelles, telles que contenues dans l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER n° 18/2020 du 15 juillet 2020 relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre, conformément aux articles 5(4)(c) et 18(6)(k) de l'EBGL.

Elia n'a pas encore pu donner suite à la demande de modification. La CREG reporte donc la date du 24 mai 2022 au 7 octobre 2022, c'est-à-dire 6 mois après la demande de modification. La prolongation de la date limite pour donner suite à la demande de modification a été réalisée en application de l'article 4(1) de l'EBGL.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG accepte d'évaluer la présente proposition de modification du règlement des déséquilibres sur la base de l'article 200 du RTF, étant donné que la date limite de la demande de modification concernant les T&C BRP a été prolongée jusqu'au 7 octobre 2022.

4.2. DESCRIPTION

4.3. DISCUSSION PAR ARTICLE

4.3.1. Article 1 - Objet et domaine d'application

48. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.2. Article 2 – Publication et application des règles d'équilibrage

49. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

⁶ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b658e/77>

4.3.3. Article 3 – Définitions et interprétations

50. Elia complète le tableau de définitions de plusieurs nouvelles définitions.

51. La CREG estime qu'il convient d'éviter la duplication de définitions et concepts avec un autre document, tels qu'utilisés dans l'EBGL ou dans les décisions de l'ACER. La CREG est également d'avis qu'il faut éviter de paraphraser des définitions existantes. Par conséquent, la CREG formule les remarques suivantes :

- Le terme « *Zonale Regelfout* » (« écart de réglage de zone ») ou « ACE » est utilisé tandis que « *frequentieherstelregelfout* » (« écart de réglage dans la restauration de la fréquence ») ou « FRCE », tel que visé dans la définition 43 de l'article 3 du SOGL, doit être utilisé ;
- Le terme « *Evenwichtsverantwoordelijke* » est utilisé tandis que « *balanceringsverantwoordelijke* » (« responsable d'équilibre »), tel que visé dans la définition 7 de l'article 2 de l'EBGL, doit être utilisé. Vu que le terme « *Evenwichtsverantwoordelijke* » apparaît également dans la loi électricité, un renvoi à ce terme dans la définition est recommandé.
- Le terme « *Energiebieding* » est utilisé alors que le terme « *standaard aFRR balanceringsenergieproductbieding* » est utilisé dans la méthodologie de l'annexe 1 de la décision ACER n°02/2020 du 24 janvier 2020 ;

52. La CREG prie Elia de donner suite aux remarques formulées au numéro 51 avant que les modifications de la Proposition de Règlement des déséquilibres n'entrent en vigueur.

4.3.4. Article 4

53. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.5. Article 6

54. La CREG n'a pas de remarques de fond à formuler au sujet des modifications proposées. La CREG prie Elia de corriger la coquille « bevat » au point b. du quatrième paragraphe de cet article avant que les modifications de la Proposition de Règlement des déséquilibres n'entrent en vigueur.

4.3.6. Article 7

55. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.7. Article 8

56. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.8. Article 9

57. La CREG précise que, dans le cas d'une participation à la plate-forme européenne aFRR, ce n'est plus Elia qui effectue la sélection des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard. En effet, conformément à l'article 3(8)(b) de l'annexe 1 de la décision ACER n° 02/2020 du 24 janvier 2020 pour le cadre de mise en œuvre d'une plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage des

réerves de restauration de la fréquence avec activation automatique (ci-après : « aFRR IF »)⁷, c'est la fonction d'optimisation de l'activation de la plateforme européenne aFRR qui effectue la sélection sur la base d'une liste de préséance économique commune et communique cette sélection aux GRT. Les offres sélectionnées par la fonction d'optimisation de l'activation doivent être activées par le GRT participant. La CREG conclut donc que, dans un premier temps, la sélection des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard est déterminée avant activation par une optimisation européenne et qu'ensuite, l'activation des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard sélectionnées constitue une obligation envers Elia. En d'autres termes, à l'exception des écarts résultant de caractéristiques locales du contrôleur aFRR, les volumes d'offres sélectionnés par la fonction d'optimisation de l'activation doivent, pour chaque offre, correspondre aux volumes demandés par le GRT avant activation pour les mêmes offres. Tout écart doit pouvoir être expliqué par le GRT à la demande de la CREG ou à la demande d'un BSP, conformément aux dispositions de l'article 13 de l'aFRR IF. Dans ce cadre, la CREG fait référence à l'incitant d'Elia en cours en 2022 en ce qui concerne la méthode d'activation des offres d'énergie d'équilibrage aFRR standard : la méthode « *control request* » est révisée afin de réduire les écarts susmentionnés.

58. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.9. Article 11

59. La CREG précise que « les 2 LMOL » dans les deuxième et troisième paragraphes fait référence aux deux directions d'activation (c'est-à-dire LMOL pour l'activation dans la direction positive et LMOL pour l'activation dans la direction négative).

60. En ce qui concerne les points a. et b. du cinquième paragraphe, la CREG est d'avis que la terminologie est utilisée de manière incohérente. Le régulateur aFRR d'Elia demande l'activation des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard sélectionnées par la fonction d'optimisation de l'activation. Le texte proposé attribue également un rôle au régulateur aFRR d'Elia qui concerne une sélection d'offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR, alors que ce rôle a été attribué à la fonction d'optimisation de l'activation conformément aux articles 3(15)(c) et 3(15)(d) de l'aFRR IF. Le rôle réel du régulateur aFRR se limite toutefois à demander l'activation des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard sélectionnées par la fonction d'optimisation de l'activation. La CREG renvoie également au paragraphe 57 de la présente décision.

61. La première phrase du point d. du cinquième paragraphe est incomplète en raison de l'absence du numéro d'article après la phrase « Indien de situatie zoals beschreven in ». La CREG demande à Elia de compléter la phrase avant l'entrée en vigueur des règles d'équilibrage.

4.3.10. Article 12

62. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.11. Article 13

63. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées. Elle précise toutefois que la suppression du paragraphe relatif à l'activation efficace sur le plan technico-économique d'unités soumises à des restrictions techniques n'a aucun impact, étant donné que cette

⁷ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%202020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf

activation efficace est directement incluse dans l'accord d'exploitation du bloc RFP d'Elia (ci-après : « LFC BOA »).

4.3.12. Article 14

64. La CREG renvoie à ses observations faites aux paragraphes 46 et 47 de la présente décision.

4.3.13. Article 15

65. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.14. Article 16

66. Elia propose de calculer le prix de déséquilibre, hors composantes additionnelles, pour les déséquilibres négatifs comme le maximum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage. Elia apporte deux corrections à cela. D'une part, lorsque le déséquilibre du système tel que défini à l'article 15 de la Proposition de Règlement des déséquilibres se situe dans une *dead band*, le prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles) est égal à la valeur de l'activation évitée. La *dead band* et la valeur de l'activation évitée sont définies à l'article 3 de la Proposition de Règlement des déséquilibres. D'autre part, lorsque le maximum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage est inférieur au maximum de la valeur de l'activation évitée dans les sens positif et négatif, le prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles) est égal au maximum de la valeur de l'activation évitée dans les sens positif et négatif.

67. La CREG examine chaque étape séparément ci-après.

68. En ce qui concerne la **détermination du maximum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage**, la CREG constate que la Proposition de Règlement des déséquilibres ne modifie la détermination du prix résultant de l'activation des offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard que sur le plan du contenu. Elia propose de calculer ce prix comme la moyenne des prix transfrontaliers marginaux pondérés par la *satisfied aFRR balancing energy demand*, conformément à l'article 3(8)(c) de l'aFRR IF d'Elia.

La CREG constate que cette méthode de calcul ne garantit pas nécessairement que la conditionnalité de l'article 55(4) de l'EBGL soit remplie. Cette conditionnalité prévoit en effet que le prix des déséquilibres négatifs ne doit pas être inférieur au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement. L'article 9 de l'annexe I de la décision ACER n° 18/2020 du 15 juillet 2020 relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement des déséquilibres (ci-après : « ISH »)⁸ prévoit que cette conditionnalité doit être calculée sur la base de tous les prix disponibles et des volumes respectifs pour l'énergie d'équilibrage positive activée, tels qu'énumérés aux paragraphes 3 et 5 de l'article 9 de l'ISH.

Contrairement à la conditionnalité susmentionnée, tant l'article 44,(1)(b) de l'EBGL que l'article 6(5) du règlement 2019/943 indiquent que les déséquilibres doivent être réglés à un prix qui reflète la valeur en temps réel de l'énergie. En effet, étant donné que le déséquilibre par période de règlement des déséquilibres est déterminé comme la moyenne des déséquilibres instantanés mesurés pendant la période de règlement des déséquilibres, la moyenne pondérée des prix marginaux transfrontaliers

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)

résultant de la sélection d'offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard pour compenser ces déséquilibres instantanés reflète le plus précisément la valeur de l'énergie en temps réel. Cette exigence est jugée nécessaire en vertu du considérant (17) de l'EBGL et du considérant (15) du règlement 943/2019 pour que les marchés d'équilibrage et le système dans son ensemble soient prêts à intégrer des sources d'énergie renouvelables de plus en plus variables.

En outre, la CREG est d'avis que la proposition d'Elia, à savoir calculer le prix résultant de l'activation d'offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard comme la moyenne des prix marginaux transfrontaliers pondérés par la *satisfied aFRR balancing energy demand*, fournit les signaux de prix les plus précis aux BRP pour équilibrer le système. En effet, cela permet d'éviter une situation où un prix de déséquilibre élevé est calculé en raison de la conditionnalité susmentionnée alors que le déséquilibre moyen sur la période de règlement des déséquilibres est faible. Dans le cas de l'aFRR, il n'est pas rare qu'il y ait des activations positives et négatives au cours de la même période de règlement des déséquilibres. Si seuls les prix de l'énergie d'équilibrage activée positive sont utilisés pour constituer le prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles), on peut calculer des prix de déséquilibre extrêmes en cas de déséquilibres faibles (figure 11). Par conséquent, la CREG est d'avis que la méthode de calcul proposée par Elia pour renforcer l'efficacité de l'équilibrage conformément à l'article 3.1 b) de l'EBGL répond mieux aux objectifs légaux que lorsque la conditionnalité de l'article 55(4) de l'EBGL et de l'article 9 de l'ISH est respectée.

En ce qui concerne l'**application de la *dead band***, la CREG comprend qu'Elia a intégré la *dead band* dans la Proposition de Règlement des déséquilibres suite à la consultation publique et suite à une réaction de Febeliec. Le but de la *dead band* est d'éviter que le prix de déséquilibre invite les BRP à aider à équilibrer le système électrique européen lorsque le déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia est très faible. De cette manière, Elia répond au commentaire de Febeliec selon lequel la capacité de réserve requise sous forme de FRR du bloc RFP d'Elia ne peut pas augmenter suite à une participation à la plateforme européenne aFRR.

Premièrement, la CREG constate que l'application de la *dead band* ne garantit pas le respect de la conditionnalité (voir paragraphe 68 de la présente décision) ou de l'exigence selon laquelle le prix de déséquilibre reflète la valeur de l'énergie en temps réel (voir paragraphe 68 de la présente décision). Dans le cas où un prix marginal transfrontalier est le résultat d'un déséquilibre négatif faible dans le bloc RFP d'Elia et d'un déséquilibre négatif élevé dans un autre bloc RFP, avec une capacité transfrontalière suffisante pour échanger les offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR nécessaires, l'application de la *dead band* résultera en un prix de déséquilibre inférieur au prix de déséquilibre égal au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement. En outre, le prix de déséquilibre ne reflète plus la formation du prix marginal transfrontalier résultant de l'offre et de la demande. De plus, la CREG rappelle que le fait que le prix en Belgique augmente lorsque le reste du système Européen manque d'énergie est une conséquence logique du couplage des marchés. Ce principe est, en effet communément appliqué dans les autres marchés (day-ahead, intraday).

Deuxièmement, la CREG n'est pas d'accord avec le feedback de Febeliec selon lequel le fait que les BRP belges cherchent à contribuer à l'équilibre du système électrique en temps réel augmentera la capacité de réserve FRR nécessaire du bloc RFP d'Elia. En effet, les BRP belges ne feront qu'aggraver le déséquilibre du bloc RFP d'Elia en réagissant au niveau du prix marginal transfrontalier si le règlement des déséquilibres est possible (voir paragraphes 19 à 27 de la présente décision). Le règlement des déséquilibres permet l'échange transfrontalier de déséquilibres de sens contraire entre les blocs RFP. Le règlement des déséquilibres doit être pris en compte lors de la détermination des réserves FRR requises conformément à l'article 157 du SOGL. La CREG renvoie également à sa décision 2417⁹.

⁹ Cette décision n'était pas encore publiée au moment de la publication de la présente décision.

Troisièmement, la CREG constate que toute réaction des BRP belges au prix marginal transfrontalier contribue à un équilibrage efficace conformément à l'article 3.1(b) de l'EBGL. En effet, en réagissant, le BRP déploie des ressources d'équilibrage qui contribuent à équilibrer le système électrique à un coût inférieur à celui reflété par le prix marginal transfrontalier au moment de la réaction du BRP. La réponse du BRP contribue à une utilisation efficace des ressources d'équilibrage. La CREG renvoie aux paragraphes 19 à 27 de la présente décision.

Quatrièmement, la CREG remarque qu'un intérêt pour introduire une dead band pourrait être d'éviter des prix très extrêmes quand il n'y a pas de stress dans le système. Néanmoins, la CREG remarque que c'est aussi une des raisons pour laquelle tous les cycles d'optimisation seront utilisés dans le calcul du prix de déséquilibre (cfr. Paragraphe 688 de la présente décision). De ce fait, la CREG préfère voir l'impact de l'utilisation de tous les cycles d'optimisation sur le calcul du prix de déséquilibre avant de prendre de potentielles mesures additionnelles.

69. En ce qui concerne l'**application de la valeur maximale de l'activation évitée dans les sens positif et négatif**, la CREG comprend qu'avec cette intervention sur les prix, Elia souhaite éviter que le prix de déséquilibre invite les BRP à contribuer à l'équilibre du système électrique européen lorsque le déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia est très faible ou va dans le sens opposé aux besoins du système électrique européen. Elia affirme que l'intervention sur les prix est nécessaire pour garantir une exploitation sûre du système électrique. Elia invoque également l'article 8(4) de l'ISH pour étayer son interprétation de l'article 44.1 (c) de l'EBGL, à savoir que le processus de règlement (des déséquilibres) doit inciter les BRP belges à contribuer au rétablissement du déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia. Enfin, Elia invoque la conditionnalité du prix de déséquilibre conformément à l'article 9(1) de l'ISH pour appliquer la valeur de l'activation évitée dans le cas où le maximum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage est inférieur à cette conditionnalité.

Premièrement, la CREG n'est pas d'accord avec l'affirmation d'Elia selon laquelle l'application de la valeur maximale de l'activation évitée, dans le sens positif et négatif, est nécessaire pour garantir une exploitation sûre du système électrique. La CREG renvoie aux paragraphes 19 à 27 de la présente décision pour justifier pourquoi les explications fournies par Elia sont considérées comme insuffisantes. En outre, la CREG constate qu'Elia peut garantir l'exploitation sûre du système électrique sans l'application de la valeur maximale de l'activation évitée dans les sens positif et négatif. Dans le cas où les BRP créent ou aggravent un déséquilibre négatif dans le bloc RFP d'Elia en raison d'un prix de déséquilibre bas, Elia peut, à tout moment, supprimer cet incitant par l'activation d'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens positif. L'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR positive déterminera par conséquent le prix de déséquilibre, en application de l'article 16.1(b) de la Proposition de Règlement des déséquilibres. Cet article précise que le prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles) est le maximum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage. La CREG note à cet égard qu'un incitant est donné aux BRP, qui est similaire à l'application de la valeur de l'activation évitée sans limiter le fonctionnement efficace des marchés européens de l'énergie d'équilibrage, y compris le règlement des déséquilibres, par le biais des règles.

Deuxièmement, la CREG n'est pas d'accord avec la manière dont Elia interprète l'article 8(4) de l'ISH, à savoir que le terme « système », tel que visé à l'article 44.1, (c) de l'EBGL, serait égal à un bloc RFP. La CREG est d'avis que l'article 8 de l'ISH fournit uniquement un cadre pour le calcul de la « direction du déséquilibre total du système ». Le paragraphe 1^{er} de l'article 8 de l'ISH laisse la liberté à chaque GRT d'inclure ou d'exclure certaines composantes dans le calcul de la direction du déséquilibre total du système, ce qui permet de remettre en question l'affirmation d'Elia selon laquelle l'article 8 donne une interprétation harmonisée au niveau européen du terme « système » à l'article 44.1(c) de l'EBGL. Étant donné que la direction du déséquilibre total du système visée à l'article 7(3)(c) de l'ISH détermine la mise en œuvre de l'article 9 de l'ISH, la CREG renvoie également au paragraphe 68 de la présente décision.

Troisièmement, la CREG n'est pas non plus d'accord avec l'argument d'Elia selon lequel l'application du maximum de la valeur de l'activation évitée dans le sens positif et négatif est nécessaire afin de répondre à la conditionnalité imposée par l'article 9(1) de l'ISH. A cet égard, la CREG renvoie au paragraphe 68 de la présente décision.

70. Par conséquent, les deux dérogations de la Proposition de Règlement des déséquilibres sont contraires à l'article 6(5) du règlement 943/2019, à l'article 44(1) b) de l'EBGL et, par là même aussi, aux articles 3(1) b) et 3(1) g) de l'EBGL.

71. Compte tenu de ce qui précède, la CREG approuve provisoirement les dérogations du prix du déséquilibre proposées par Elia, telles que prévues à l'article 16 de la Proposition de Règlement des déséquilibres et ce, dans l'attente d'une proposition de modification des T&C BRP telle que visée au paragraphe 47 de la présente décision. La raison de cette approbation provisoire est de ne pas compromettre l'adhésion prévue à la plateforme européenne aFRR en septembre 2022. L'adhésion à la plateforme européenne aFRR produit déjà des avantages pour le marché belge sous la forme d'une concurrence accrue entre les offres de produits d'énergie d'équilibrage aFRR standard. La CREG est d'avis que, via le processus décrit ci-dessus, la formation du prix du déséquilibre peut évoluer à terme vers la méthode de calcul cible sans priver les acteurs du marché belge des avantages de l'adhésion. En d'autres termes, ce processus entraîne les coûts les plus bas pour le consommateur belge par rapport aux autres processus possibles.

La CREG demande à Elia de tenir compte, dans la proposition de modification des T&C BRP, des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 46, 47 et aux paragraphes 66 à 70 de la présente décision

4.3.15. Article 17

72. L'article 17 de la Proposition de Règlement des déséquilibres ne diffère de l'article 16 de la Proposition de Règlement des déséquilibres que sur le plan de la direction du déséquilibre total du système. Les mêmes principes sont présentés dans les deux articles. Par conséquent, la détermination du prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs, décrite à l'article 17 de la Proposition de Règlement des déséquilibres, inclut la détermination du minimum entre les prix respectifs des différentes ressources d'équilibrage. Elia applique à nouveau deux dérogations, à savoir l'application de la *dead band* et l'application de la valeur minimale de l'activation évitée dans les directions positive et négative.

73. Étant donné que les mêmes principes s'appliquent ici, les mêmes arguments que ceux exposés dans les paragraphes 66 à 70 de la décision actuelle s'appliquent à l'article 17 de la Proposition de Règlement des déséquilibres.

74. Compte tenu de ce qui précède, la CREG approuve provisoirement les dérogations du prix du déséquilibre proposées par Elia, telles que prévues à l'article 17 de la Proposition de Règlement des déséquilibres et ce, dans l'attente d'une proposition de modification des T&C BRP telle que visée au paragraphe 47 de la présente décision. Pour la raison de son approbation provisoire, la CREG renvoie au paragraphe 71 de la présente décision.

La CREG demande à Elia de tenir compte, dans la proposition de modification des T&C BRP, des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 46, 47 et aux paragraphes 66 à 70 de la présente décision

4.3.16. Article 18

75. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.17. Article 19

76. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.18. Article 20

77. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.19. Article 23

78. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.20. Article 24

79. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

4.3.21. Article 25

80. La CREG n'a pas de remarques sur les modifications proposées, mais précise que les « volumes importés via la plateforme IN » font référence aux importations de déséquilibres tant positifs que négatifs, de sorte que les deux cas de règlement des déséquilibres sont considérés comme des volumes d'énergie d'équilibrage disponible qui sont activés pour couvrir le déséquilibre du bloc RFP d'Elia, comme alternative aux réserves FRR.

4.3.22. Article 28

81. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

DÉCISION

Conformément à l'article 200 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, la CREG approuve la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, telle que communiquée par e-mail du 13 mai 2022.

Les règles d'équilibrage approuvées pour la compensation des déséquilibres quart-horaires n'entreront en vigueur qu'après qu'ELIA TRANSMISSION BELGIUM aura d'abord donné suite aux remarques formulées aux paragraphes 52, , 60 et 80 de la présente décision et qu'elle aura notifié ces adaptations et améliorations à la CREG ou après qu'ELIA TRANSMISSION BELGIUM aura démontré à la CREG pourquoi il n'est pas nécessaire de donner suite aux remarques formulées par la CREG.

S'agissant des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, Elia doit soumettre à la CREG une proposition de modification des T&C BRP, après consultation publique, pour le 7 octobre 2022 au plus tard, compte tenu des paragraphes 71 et 74 de la présente décision.

///

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

Annexe 1

Règles d'équilibrage du marché destinées à la compensation des déséquilibres quart-horaires, en langue néerlandaise et anglaise – 13 mai 2022

Annexe 2

Rapport de consultation comportant tous les commentaires individuels, en langue anglaise – version non confidentielle – 13 mai 2022

Annexe 3

Demande de modification de la CREG, version néerlandaise – 7 avril 2022