

Décision

(B)2688

30 novembre 2023

Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des méthodologies, modalités et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'accès à la plateforme européenne mFRR

prise en l'application de l'article 5.4, c) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	3
LISTE DES ABRÉVIATIONS	4
1. CADRE LÉGAL.....	6
1.1. Droit européen.....	6
1.1.1. Règlement (UE) 2019/943.....	6
1.1.2. EBGL	7
1.1.3. Décision ACER 18/2020	13
1.2. Droit belge.....	13
1.2.1. Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité ...	13
1.3. Arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023.....	14
2. ANTÉCÉDENTS	16
2.1. Généralités	16
2.2. Consultation publique	18
2.2.1. Généralités	18
2.2.2. Discussion relative au rapport de consultation.....	20
3. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES	25
3.1. Remarques générales préalables	25
3.2. Discussion.....	25
3.2.1. Plan d'évaluation.....	25
3.2.2. Article 1 Définitions :.....	28
3.2.3. Article 29 Tarifs et facturation :	29
3.2.4. L'article 30 Règles relatives au calcul du prix de déséquilibre	30
4. CONCLUSION	61
ANNEXE 1	63
ANNEXE 2	64
ANNEXE 3	65
ANNEXE 4	66
ANNEXE 5	67
ANNEXE 6	68
ANNEXE 7	69
ANNEXE 8	70

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ examine, en l'application de l'article 5.4 (c) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique, la proposition du gestionnaire de réseau, Elia Transmission Belgium SA, de modification des modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre, telle que soumise à la CREG par courrier électronique du 18 septembre 2023.

Le courrier électronique du 18 septembre 2023 comprend :

- La proposition de modification des T&C BRP, en français, version nettoyée (annexe 1 à la présente décision) ;
- Une note explicative des T&C BRP, 12 juillet 2023 en anglais (annexe 2 à la présente décision) ;
- Le rapport de consultation en anglais, y compris la réception individuelle des réponses (annexe 3 à la présente décision) ;
- La proposition T&C BRP, en français, consultation publique avec suivi des modifications (annexe 4 à la présente décision) ;
- Une réponse d'Elia à la décision (B)2554 de la CREG en anglais (annexe 5 à la présente décision).

Le 3 octobre 2023, Elia Transmission Belgium SA a soumis la version néerlandaise de la proposition de modification des T&C BRP, en version nettoyée et avec suivi des modifications (annexe 6 à la présente décision).

Par cette proposition de modification des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre, Elia entend donner suite à la décision (B)2554 de la CREG laquelle demande de transférer aux modalités et conditions du responsable d'équilibre, les clauses relatives au calcul du prix de déséquilibre formulées dans les règles d'équilibrage. Par ailleurs, l'élément complémentaire (« le paramètre alpha »), actuellement décrit dans les tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre, est repris dans la proposition de modification des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre.

Cette proposition de modification des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre décrit en outre les évolutions proposées du calcul des composantes du prix de déséquilibre visant à préparer la participation d'Elia aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR et aFRR, respectivement la plateforme européenne mFRR (aussi connue sous le nom « plateforme MARI ») et la plateforme européenne aFRR (aussi connue sous le nom « plateforme PICASSO »).

La présente décision comprend quatre parties. La première partie présente le cadre légal. La deuxième partie porte sur les antécédents et la consultation publique. Dans la troisième partie, la CREG analyse la proposition soumise par Elia le 18 septembre et le 3 octobre 2023. La dernière partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de la réunion du 30 novembre 2023.

LISTE DES ABRÉVIATIONS

CREG :	Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
EBGL :	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique
Elia :	Elia Transmission Belgium SA
Proposition de modification des T&C BRP :	Proposition de modification des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre soumise par Elia auprès de la CREG le 18 septembre 2023
Règlement (UE) 2019/943 :	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité
E&R NC :	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
GRT :	Gestionnaire de réseau de transport
BRP :	Responsable d'équilibre
BSP :	Fournisseur de services d'équilibrage
SOGL :	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
Décision ACER 18/2020 :	Décision du 15 juillet 2020 d'ACER concernant la « <i>Methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement</i> » conformément à l'article 52(2) du règlement (EU) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système d'électricité.
Décision ACER 01/2020 :	Décision du 24 janvier 2020 concernant la « <i>Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process</i> » conformément à l'article 30(1) du règlement (EU) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système d'électricité.
Décision ACER 04/2018	Décision du 24 avril 2018 concernant « <i>All transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times</i> »
Loi Électricité :	La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Code de bonne conduite Électricité :	Le Code de bonne conduite établi par la CREG le 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la

détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'allocation de capacité et la gestion des congestions

Les T&C BSP mFRR :	Modalités et conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle
MIP :	« Marginal Incremental Price » ou « Prix Marginal des activations à la hausse »
MDP :	« Marginale Decremental Price » ou le « Prix Marginal des activations à la baisse »
FRCE :	Erreur de régulation de la restauration de la fréquence, visée à l'article 3(43) du SOGL

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1.1.1. Règlement (UE) 2019/943

1. Le considérant (12) indique que : « Les articles 18, 30 et 32 du règlement (UE) 2017/2195 établissent que la méthode de fixation des prix pour les produits standard et spécifiques d'énergie d'équilibrage devrait créer des incitations positives pour les acteurs du marché à maintenir leur propre équilibre ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système dans leur zone de prix du déséquilibre, et partant à réduire les déséquilibres sur le système ainsi que les coûts pour la société. Ces approches de la formation des prix devraient viser à une utilisation économiquement efficace de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage, sous réserve des limites de la sécurité d'exploitation. »

2. L'article 2 (16) définit le prix de déséquilibre comme étant : « le prix d'un déséquilibre dans chaque direction, qu'il soit positif, nul ou négatif, pour chaque période de règlement des déséquilibres ; »

3. L'article 3 stipule que :

« Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants :

a) la fixation du prix se fonde sur l'offre et la demande ;

b) les règles du marché encouragent la formation libre des prix et évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande ;

c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible ;

[...]

g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur de la production, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système électrique décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché, et facilitent une concurrence équitable pour garantir la sécurité d'approvisionnement ;

h) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés ;

[...]

m) 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 ;

[...]. »

4. Enfin, l'article 10.1 du règlement (UE) 2019/943 stipule que :

« Aucune limite maximale ni aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances et inclut les prix de l'énergie d'équilibrage et du déséquilibre, sans préjudice des limites

techniques de prix qui peuvent être appliquées à l'échéance du marché de l'équilibrage et aux échéances journalières et infrajournalières conformément au paragraphe 2. »

1.1.2. EBGL

1.1.2.1. Généralités

5. L'article 3.1 de l'EBGL décrit les objectifs visés par l'application de l'EBGL. Les objectifs sont :

« a) promouvoir la concurrence, la non-discrimination et la transparence effectives sur les marchés de l'équilibrage ;

b) renforcer l'efficacité de l'équilibrage ainsi que l'efficacité des marchés européens et nationaux de l'équilibrage ;

c) intégrer les marchés de l'équilibrage et promouvoir les possibilités d'échanges de services d'équilibrage tout en contribuant à la sécurité d'exploitation ;

d) contribuer à l'exploitation et au développement efficaces à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur de l'électricité dans l'Union tout en facilitant le fonctionnement efficient et cohérent des marchés journalier, infrajournalier et de l'équilibrage ;

e) assurer que l'acquisition de services d'équilibrage soit équitable, objective, transparente et fondée sur le marché, évite de placer des obstacles indus à l'entrée de nouveaux acteurs, favorise la liquidité des marchés de l'équilibrage tout en prévenant des distorsions indues au sein du marché intérieur de l'électricité ;

f) faciliter la participation active de la demande, notamment par des dispositifs d'agrégation et de stockage de l'énergie, tout en veillant à ce que la concurrence entre elles et les autres services d'équilibrage respecte des règles équitables et, le cas échéant, à ce qu'elles agissent de manière indépendante lorsqu'elles desservent une seule installation de consommation ;

g) faciliter la participation des sources d'énergie renouvelables et soutenir la réalisation de l'objectif de l'Union européenne concernant la pénétration de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. »

L'article 3.2. de l'EBGL poursuit qu'aux fins de l'application de l'EBGL, les États membres, les autorités de régulation compétentes et les gestionnaires de réseau :

« a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination ;

b) veillent à la transparence ;

c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées ;

d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau ;

e) veillent à ce que le développement des marchés à terme, journalier et infrajournalier ne soit pas compromis ;

f) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale ;

g) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau ;

h) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues. »

6. Conformément à l'article 5.4 c) de l'EBGL, les propositions de modalités et conditions relatives à l'équilibrage, telles que définies à l'article 18 de l'EBGL, doivent être soumises à l'autorité de régulation de l'État membre pour approbation, donc la CREG dans le cas présent.

7. L'article 5.5 de l'EBGL stipule :

« Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Le calendrier de mise en œuvre ne dépasse pas douze mois après l'approbation par les autorités de régulation compétentes, sauf lorsque toutes les autorités de régulation compétentes conviennent de prolonger ce calendrier ou que différents calendriers sont stipulés dans le présent règlement. »

8. L'article 18.2 de l'EBGL précise que ces modalités et conditions couvrent également les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché conformément à l'article 36 du règlement (UE) 2017/2196, et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché conformément à l'article 39 du règlement (UE) 2017/2196, dès qu'elles sont approuvées conformément à l'article 4 de ce même règlement.

Le 18 juillet 2023, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition à ce sujet. Il s'agit d'une proposition ajustée d'Elia suite à la décision (B)1941 de la CREG du 19 septembre 2019.

Par décision (B)2635 du 9 novembre 2023, la CREG a approuvé la proposition d'Elia du 18 juillet 2023, dont l'entrée en vigueur a lieu à la date d'entrée en vigueur des tarifs pour la période tarifaire 2024-2027 (dont l'unique tarif de rétablissement), à savoir le 1er janvier 2024.

9. L'article 18.3 de l'EBGL stipule qu'aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre, chaque GRT

« a) se coordonne avec les GRT et les 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 l'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. »

10. Conformément à l'article 18.6 de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre contiennent :

« ...

f) les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, définies en l'application du Titre V, chapitre 4

k) les règles relatives au règlement des déséquilibres en l'application des articles 52, 53, 54 et 55 ;

... »

11. Conformément à l'article 18.7 de l'EBGL, chaque GRT de raccordement peut inclure les éléments suivants dans la proposition de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ou dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre:

« a) l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de communiquer des informations sur la capacité de production inutilisée et les autres ressources d'équilibrage provenant des fournisseurs de services d'équilibrage, après l'heure de fermeture du

guichet du marché journalier et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;

b) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir les capacités de production inutilisées ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier, sans préjudice de la possibilité, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de modifier leurs offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage ou l'heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré, du fait des échanges sur le marché infrajournalier ;

c) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir la capacité de production inutilisée ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;

d) des exigences spécifiques concernant la position des responsables d'équilibre soumise après l'échéance du marché journalier, afin de garantir que la somme de leurs programmes d'échanges commerciaux intérieurs et extérieurs soit égale à la somme des programmes de production et de consommation physiques, compte tenu de la compensation des pertes électriques, le cas échéant ;

e) une dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix proposés pour les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de capacité d'équilibrage en raison de risques d'abus de marché (redoutés par le GRT), en l'application de l'article 12, alinéa 4 ;

f) une dérogation, pour les produits spécifiques définis à l'article 26, alinéa 3, point b), en l'application de l'article 16, alinéa 6, permettant de prédéterminer le prix des offres d'énergie d'équilibrage dans un contrat de capacité d'équilibrage ;

g) le recours à la fixation de deux prix pour tous les déséquilibres sur la base des conditions établies en l'application de l'article 52, alinéa 2, point d) i), et la méthodologie de fixation des deux prix en l'application de l'article 52, alinéa 2, point d) ii). »

12. Vu qu'Elia ne met pas en œuvre un modèle d'appel centralisé, l'article 18.8 de l'EBGL ne s'applique pas.

13. L'article 18.9 de l'EBGL prévoit que chaque GRT s'assure du respect par toutes les parties, dans sa ou ses zones de programmation, des exigences énoncées dans les modalités et conditions applicables à l'équilibrage.

1.1.2.2. Objectifs des principes de règlement

14. L'article 44 de l'EBGL décrit les objectifs des principes de règlement comme suit :

« Les processus de règlement :

a) établissent des signaux économiques adéquats qui reflètent la situation de déséquilibre ;

b) garantissent que les déséquilibres sont réglés à un prix qui reflète la valeur en temps réel de l'énergie ;

c) incitent les responsables d'équilibre à être à l'équilibre ou à aider le système électrique à rétablir son équilibre ;

d) facilitent l'harmonisation des mécanismes de règlement des déséquilibres ;

e) prévoient des incitations pour les GRT à s'acquitter de leurs obligations en l'application des articles 127, 153, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485 ;

f) évitent de fausser les incitations destinées aux responsables d'équilibre, aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux GRT ;

g) soutiennent la concurrence parmi les acteurs du marché ;

h) prévoient des incitations pour les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir et fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement ;

i) garantissent la neutralité financière de tous les GRT.

2. Chaque autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE veille à ce que tous les GRT relevant de sa compétence n'encourent pas de gains ni de pertes économiques liés au résultat financier du règlement en l'application des chapitres 2, 3 et 4 du présent Titre, sur la période de régulation telle que définie par l'autorité de régulation compétente, et veille à ce que tout résultat financier positif ou négatif issu du règlement en l'application des chapitres 2, 3 et 4 du présent Titre soit répercuté sur les utilisateurs du réseau conformément aux règles nationales applicables.

3. Chaque GRT peut élaborer une proposition concernant un mécanisme de règlement supplémentaire distinct du règlement des déséquilibres, en vue de régler les coûts d'acquisition des capacités d'équilibrage en l'application du chapitre 5 du présent Titre, les coûts administratifs et les autres coûts liés à l'équilibrage. Le mécanisme de règlement supplémentaire s'applique aux responsables d'équilibre. Il est préférable pour ce faire d'instaurer une fonction de détermination du prix de la pénurie. Si les GRT optent pour un autre mécanisme, ils doivent motiver leur choix dans la proposition. Cette proposition doit être soumise à l'approbation de l'autorité de régulation compétente.

4. Chaque injection ou soutirage dans ou à partir d'une zone de programmation d'un GRT est réglé(e) conformément au chapitre 3 ou au chapitre 4 du Titre V. »

1.1.2.3. Calcul du déséquilibre et prix du déséquilibre

15. Pour le calcul du déséquilibre et le prix du déséquilibre, les articles 54 et 55 de l'EBGL s'appliquent, qui prévoient respectivement ce qui suit :

1. Chaque GRT calcule au sein de sa ou ses zones de programmation, selon le cas, la position finale, le volume alloué, la correction du déséquilibre et le déséquilibre :

a) pour chaque responsable d'équilibre;

b) pour chaque période de règlement des déséquilibres;

c) dans chaque zone de déséquilibre.

2. La zone de déséquilibre est égale à la zone de programmation, sauf dans le cas d'un modèle d'appel centralisé dans lequel la zone de déséquilibre peut constituer une partie de la zone de programmation.

3. Jusqu'à la mise en œuvre de la proposition en application de l'article 52, paragraphe 2, chaque GRT calcule la position finale d'un responsable d'équilibre selon l'une des approches suivantes :

a) le responsable d'équilibre a une position finale unique égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs;

b) le responsable d'équilibre a deux positions finales: la première est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa production, et la seconde est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa consommation;

c) dans un modèle d'appel centralisé, un responsable d'équilibre peut avoir plusieurs positions finales par zone de déséquilibre égales aux programmes de production des installations de production d'électricité ou aux programmes de consommation des installations de consommation.

4. Chaque GRT établit les règles concernant:

a) le calcul de la position finale;

b) pour chaque période de règlement des déséquilibres;

c) la détermination de la correction du déséquilibre en application de l'article 49;

d) le calcul du déséquilibre;

e) la demande de recalcul du déséquilibre par un responsable d'équilibre. 5. Le volume alloué n'est pas calculé pour un responsable d'équilibre dont le périmètre n'englobe pas d'injections ou de soutirages.

6. Un déséquilibre indique la taille et le sens de la transaction de règlement entre le responsable d'équilibre et le GRT; un déséquilibre peut être :

a) soit négatif, ce qui indique un déficit du responsable d'équilibre;

b) soit positif, ce qui indique un surplus du responsable d'équilibre.

Et

1. Chaque GRT établit les règles pour le calcul du prix du déséquilibre, qui peut être positif, nul ou négatif, comme défini au tableau 2:

Tableau 2 Paiement pour déséquilibre

	Prix de déséquilibre est positif	Prix de déséquilibre est négatif
Déséquilibre positif	Paiement du GRT au RE	Paiement du RE au GRT
Déséquilibre négatif	Paiement du RE au GRT	Paiement du GRT au RE

2. Les règles prévues au paragraphe 1 comportent une définition de la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage sur les réserves de restauration de la fréquence ou les réserves de remplacement.

3. Chaque GRT détermine le prix de déséquilibre pour:

a) chaque période de règlement des déséquilibres;

b) ses zones de prix du déséquilibre; c) chaque sens de déséquilibre.

4. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre négatif n'est pas inférieur:

a) soit 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;

b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

5. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre positif n'est pas supérieur:

a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;

b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

6. Lorsque de l'énergie d'équilibrage positive et de l'énergie d'équilibrage négative à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement ont été activées au cours d'une même période de règlement des déséquilibres, le prix de règlement des déséquilibres est déterminé pour le déséquilibre positif et pour le déséquilibre négatif sur la base d'au moins un des principes énoncés aux paragraphes 4 et 5.

1.1.2.4. Procédure d'approbation des T&C BRP

16. L'article 5.1 de l'EBGL stipule que :

« 1. Chaque autorité de régulation compétente, ou selon le cas, l'Agence approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en l'application des alinéas 2, 3 et 4. Avant d'approuver les modalités et conditions ou méthodologies, l'Agence ou les autorités de régulation compétentes réexamine(nt) les propositions si nécessaire, après consultation des GRT respectifs, afin de s'assurer que celles-ci sont conformes à l'objet de ce règlement et que celles-ci contribuent à l'intégration du marché, à la non-discrimination, à la concurrence effective et au bon fonctionnement du marché. »

17. L'article 4.7 de l'EBGL stipule également :

« Lorsque les GRT ne soumettent pas aux autorités de régulation compétentes ou à l'Agence une première de proposition ou une proposition adaptée concernant des modalités et conditions ou des méthodologies conformément aux articles 5 et 6 dans les délais fixés par le présent règlement, ils communiquent aux autorités de régulation compétentes et à l'Agence les projets correspondants de modalités et conditions ou de méthodologies, en précisant les raisons pour lesquelles un accord n'a pas été conclu. L'Agence, toutes les autorités de régulation compétentes conjointement ou l'autorité de régulation compétente, prennent les mesures appropriées pour définir les modalités et conditions ou des méthodologies requises conformément à l'article 5, par exemple en demandant des modifications ou de réviser et de compléter conformément à cet alinéa, même si aucun projet n'a été soumis, et de les approuver. »

18. L'article 6.1 de l'EBGL stipule :

« 1. Lorsque, l'Agence, toutes les autorités de régulation compétentes conjointement ou l'autorité de régulation compétente demandent une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en l'application de l'article 5, alinéas 2, 3 et 4, les GRT concernés soumettent une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies, pour approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande de l'Agence ou des autorités de régulation compétentes. L'Agence et les autorités de régulation compétentes statuent sur la version modifiée des modalités et conditions ou méthodologies dans un délai de deux mois à compter de sa soumission. »

19. Enfin, l'article 6.3 de l'EBGL prévoit :

« L'Agence ou les autorités de régulation, lorsqu'elles sont responsables de l'adoption des modalités et conditions ou de méthodologies, peuvent respectivement, conformément à l'article 5, alinéas 2, 3 et 4, demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies et fixer un délai pour la soumission de ces propositions. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies peuvent soumettre aux autorités de régulation ou à l'Agence des propositions de modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modifications des modalités et conditions ou méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure énoncée à l'article 10 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 4 et 5. »

1.1.3. Décision ACER 18/2020

20. Le 15 juillet 2020, ACER a pris la décision 18/2020¹ relative à l'harmonisation en Europe des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre.

Font notamment partie de la décision ACER 18/2020 : les clauses relatives au prix de déséquilibre pour déséquilibres positifs et négatifs, y compris les composantes additionnelles.

21. Les articles 9(1) à 9(5) de la décision ACER 18/2020 concernant les composantes standard et l'article 9(6) de la décision ACER 18/2020 concernant les composantes additionnelles de la décision ACER 18/2020. Ces articles stipulent explicitement que toutes les composantes utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre pour tous les déséquilibres positifs ou négatifs doivent être décrites dans les T&C BRP.

L'échéance de dix-huit mois prévue à l'article 12(3) de la décision ACER 18/2020 afin d'y satisfaire, a expiré le 15 janvier 2022.

22. Pour « toutes les composantes » utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre, la CREG réfère à l'article 18.6, k) de l'EBGL (paragraphe 10 de la présente décision).

Les articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL décrivent les valeurs minimales et maximales que peut adopter le prix de déséquilibre (composantes standard et additionnelles).

1.2. DROIT BELGE

1.2.1. Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité

23. La loi du 21 juillet 2021 ajoute à l'article 11 de la loi Électricité un paragraphe 2 qui habilite la CREG, par le biais d'une décision, à rédiger un Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Le Code de bonne conduite propose les modalités et conditions suivantes :

- Le raccordement et l'accès au réseau de transport, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport Elia ;
- La fourniture de services auxiliaires ;
- L'accès aux infrastructures transfrontalières, en ce compris les procédures pour l'allocation de capacité et de gestion des congestions.

24. L'article 119, § 4 du Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité stipule que le contrat type de responsable d'équilibre contient au moins les éléments suivants :

« 1° Les modalités et conditions pour les responsables d'équilibre en l'application des articles 5.5, 18.1 et 18.6 de la ligne directrice européenne EBGL ;

2° le cas échéant, l'application de l'article 18.7, d) et g) de la ligne directrice européenne EBGL ;

¹ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-18-2020.aspx

3° les modalités pour le recouvrement par ou pour le gestionnaire du réseau de transport des impayés éventuels du responsable d'équilibre ;

4° les modalités de paiement, termes et délais concernant les factures adressées au responsable d'équilibre ;

5° les dispositions relatives à la confidentialité, notamment des informations commerciales sensibles ;

6° le règlement des litiges, y compris le cas échéant, les clauses de conciliation et d'arbitrage ;

7° l'identité et les coordonnées des parties ainsi que celles de leurs représentants respectifs ;

8° les dispositions relatives à la suspension, la résiliation et la fin du contrat de responsable d'équilibre ;

9° la référence aux modalités de résiliation unilatérale de la désignation du responsable d'équilibre dans le contrat type d'accès visé à l'article 102. »

Par ailleurs, la conclusion d'un contrat de responsable d'équilibre est conditionnée à la constitution d'une garantie financière (article 119, § 2 du Code de bonne conduite électricité) et le contrat de responsable d'équilibre entre en vigueur au plus tard 10 jours ouvrables après réception par Elia du contrat signé par le responsable d'équilibre, avec la preuve de constitution de la garantie financière (article 119, §3 du Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité).

1.3. ARRÊT DE LA COUR DES MARCHÉS DU 3 MAI 2023

25. La Cour des marchés a par l'arrêt du 3 mai 2023 annulé la décision (B)2450 concernant la date du 7 octobre 2022 (annexe 7 à la présente décision).

La Cour des marchés arrive à cette conclusion, car la date du 7 octobre 2022, fixée par la CREG dans sa décision (B)2433, n'est pas un délai raisonnable pour permettre à Elia, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre à la CREG après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP, et ce, vu le délai dont la CREG a elle-même eu besoin, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, pour constater une modification des T&C BRP par décision (B)2497.

26. Par ailleurs, la Cour des marchés permet à la CREG, en vertu de son pouvoir discrétionnaire, de demander à Elia de mentionner soit dans les T&C BRP, soit dans la proposition tarifaire, tous les éléments pour le calcul du prix de déséquilibre *in extenso*. Le document n'ayant aucune description *in extenso* pour le calcul du prix de déséquilibre, mentionne une référence au document ayant une description *in extenso* des éléments pour le calcul du prix du déséquilibre ;

Par « pouvoir discrétionnaire », la CREG entend la compétence « permettant à l'autorité de disposer d'un large degré de liberté politique dans le choix des moyens pour atteindre l'objectif fixé par la

loi »² Afin de pouvoir appliquer la loi, l'autorité doit faire un choix politique. Ce choix politique ne doit pas être déraisonnable et doit servir l'intérêt public³.

Aux points 103 et 104 de l'arrêt du 3 mai 2023, la Cour des marchés indique implicitement que la demande de la CREG de faire figurer le calcul du prix de déséquilibre *in extenso* dans les T&C BRP ne peut être considérée comme manifestement déraisonnable.

27. En vertu de son pouvoir discrétionnaire, la CREG estime que toutes les composantes utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre doivent figurer *in extenso* dans les T&C BRP.

Dans sa proposition tarifaire 2024-2027, Elia a donné suite à la demande de la CREG en se référant aux T&C BRP concernant la composante alpha du calcul du prix de déséquilibre, après raccordement à l'une des plateformes UE.

² J. DUJARDIN & J. VANDE LANOTTE, *Basisbegrippen Publiek Recht, die keure*, 2001, p. 91. Voir dans le même sens, P. LEWALLE et L. DONNAY, *Contentieux administratif*, Larcier, 2008, pp. 1066-1067 lesquels affirment que « en pareil cas, l'administration a le choix entre une gamme plus ou moins étendue de décisions, également régulières » et I. OPDEBEEK & S. DE SOMER, *Algemeen Bestuursrecht Grondslagen en principes*, Intersentia, 2019, p. 93 qui affirment que « [b]eleidsvrijdheid impliceert dat redelijk handelende overheden, geplaast in dezelfde omstandigheden, tot verschillende (wettige) beslissingen kunnen komen ».

³ J. VANDE LANOTTE & G. GOEDERTIER, *Handboek Belgisch Publiekrecht, die keure*, 2010, p. 945.

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

28. Les T&C BRP se composent de :

- Partie 1 : le calendrier de mise en œuvre, l'objet et le champ d'application, une description de l'effet attendu au regard des objectifs de l'EBGL et l'emploi des langues ;
- Partie 2 : le contrat BRP, maintenant divisé en 14 sections (conditions générales et spécifiques) et comportant 6 annexes.

29. Le 18 juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de la proposition pour les T&C BRP. Le 28 mars 2019, la CREG a par décision demandé à Elia de modifier sa proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu une proposition modifiée que la CREG a approuvée le 27 mai 2019 par décision (B)1913/2⁴. La CREG formule néanmoins quelques demandes à Elia à prendre en compte dans une prochaine proposition des T&C BRP.

30. Le 3 décembre 2019, la CREG a reçu d'Elia une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration de la procédure pour la gestion de tempête en mer. La CREG a approuvé cette proposition le 20 décembre 2019 par décision (B)2013⁵.

31. Le 18 décembre 2020, la CREG a reçu d'Elia une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et intrajournalier, ainsi qu'une deuxième proposition de contrat fournisseur de services de flexibilité Day Ahead/ Intraday (FSP DA/ID). Ces deux propositions interviennent dans le cadre de l'extension du transfert d'énergie aux marchés journalier et intrajournalier.

Le contrat FSP DA/ID décrit les droits et obligations d'Elia et du fournisseur de services de flexibilité qui souhaite valoriser leur flexibilité sur le marché journalier et/ou intrajournalier. Cette proposition a été approuvée par la CREG le 29 avril 2021⁶.

La proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et intrajournalier vise à intégrer dans les T&C BRP l'extension des règles de transfert d'énergie aux marchés précités. Dans un premier temps, la CREG a approuvé cette proposition à l'exception de l'article 9.1 du contrat BRP.

Le 7 mai 2021, Elia a introduit une nouvelle proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et intrajournalier. La CREG a approuvé cette proposition modifiée par décision (B)2204/1 du 17 février 2021⁷.

Le 7 mai 2021, Elia a présenté une nouvelle proposition concernant l'article 9.1 du contrat BRP et cette proposition a été approuvée par la CREG le 20 mai 2021 par décision (B)2204/2⁸.

32. Le 17 septembre 2021, Elia a soumis une proposition de modification des T&C BRP, dans le cadre de la mise en œuvre de l'assouplissement progressif de l'obligation d'équilibre journalier qui

⁴ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1913/2>

⁵ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2013>

⁶ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2222>

⁷ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2204/1>

⁸ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2204/2>

est actuellement d'application sur les responsables d'équilibre. La CREG a approuvé cette proposition le 21 octobre 2021 par décision (B)2287⁹.

33. Par sa décision (B)658E/77, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée d'Elia qui modifie le paramètre « composante alpha » du tarif en compensation du déséquilibre.

Au point 3.7 de la présente décision, la CREG mentionne qu'à terme, toute composante additionnelle qui est ajoutée au tarif en compensation du déséquilibre, en vertu de la réglementation européenne, ne doit pas être reprise dans une proposition tarifaire, mais dans les T&C BRP.

34. Suite à cette décision, la CREG a le 7 avril 2022 adressé à Elia un courrier demandant, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre pour approbation à la CREG une proposition de modification des T&C BRP après consultation publique.

Par cette demande de modification des T&C BRP, la CREG vise à faire figurer dans les T&C BRP, les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre et les éventuelles composantes additionnelles, telles que visées à l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020.

35. Par sa décision (B)2433 du 19 juillet 2022, la CREG approuve la proposition d'Elia de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Cette décision modifie notamment les articles 16 et 17 des règles d'équilibrage concernant les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre, telles que visées à l'article 9(1) à 9(5) de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020. La raison qu'Elia invoque pour le maintien du calcul du prix de déséquilibre dans les règles d'équilibrage et pour ne pas déplacer ce calcul vers les T&C BRP est que la proposition tarifaire approuvée pour la période 2020-2023 concernant le calcul du prix de déséquilibre réfère aux règles d'équilibrage. Par conséquent, selon Elia, le déplacement vers les T&C BRP ne peut avoir lieu qu'après la période tarifaire 2020-2023.

Dans cette décision, la CREG réitère sa demande de néanmoins donner suite à la demande de modification et accorde à Elia un nouveau délai, à savoir le 7 octobre 2022.

36. Le 3 août 2022, Elia a, en l'application de l'article 28 de la loi Électricité, déposé une plainte contre la décision (B)2433 en vue d'un nouveau réexamen. Le 3 octobre 2022, la CREG a statué sur la plainte par décision (B)2450. La plainte a été déclarée recevable, mais non fondée.

37. Le 2 novembre 2022, Elia a déposé auprès de la Cour des marchés une requête en annulation de la décision (B)2450.

38. Le 9 mars 2023, la CREG a par décision (B)24973 revu les T&C BRP, dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, et ce, en l'application des articles 4.7 et 6.3 de l'EBGL. En date du 24 mars 2023, Elia a, en l'application de l'article 28 de la loi Électricité, déposé une plainte contre cette décision en vue d'un nouveau réexamen.

39. La Cour des marchés a, par arrêt du 3 mai 2023, annulé la date du 7 octobre 2023 mentionnée dans la décision (B)2450. La Cour des marchés arrive à la conclusion que la date du 7 octobre 2022, fixée dans la décision (B)2433, n'est pas un délai raisonnable pour permettre à Elia, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre à la CREG après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP, et ce, vu le délai dont la CREG a elle-même eu besoin, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, pour revoir les T&C BRP par décision (B)2497.

⁹ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2287>

40. Suite à cet arrêt, la CREG a par décision (B)2554 du 17 mai 2023 partiellement révoqué la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, en particulier, la demande à Elia de déposer une proposition de modification des T&C BRP auprès de la CREG au plus tard le 7 octobre 2022, laquelle prend en compte les paragraphes 71 et 74 de la décision (B)2433. Par ailleurs, la CREG a entièrement supprimé la décision (B)2497 du 9 mars 2023 dans laquelle la CREG revoit les T&C BRP.

Dans la même décision (B)2554, Elia est à nouveau invitée à déposer auprès de la CREG une proposition de modification des T&C BRP pour le 18 septembre 2023 en y intégrant les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre, y compris d'éventuelles composantes additionnelles, telles que visées à l'article 9.6 de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020.

41. En date du 18 septembre 2023 Elia a soumis une proposition de modification des T&C BRP auprès de la CREG pour approbation (annexe 1 et annexe 6 à la présente décision).

Par cette proposition de modification des T&C BRP, Elia entend donner suite à la demande de la CREG concernant le transfert aux T&C BRP des clauses relatives au prix de déséquilibre.

Concernant la proposition de modification des T&C BRP, une consultation publique a été organisée par Elia du 12 juillet au 28 août 2023.

La lettre du 18 septembre 2023 est jointe en annexe :

- La proposition de modification des T&C BRP, en anglais et en français (annexe 1 à la présente décision) ;
- Une note explicative des T&C BRP en anglais (annexe 2 à la présente décision) ;
- Le rapport de consultation en anglais, y compris la réception individuelle des réponses (annexe 3 à la présente décision) ;
- La proposition T&C BRP, en français, telle que soumise à la consultation publique avec suivi des modifications (annexe 4 à la présente décision) ;
- Une réponse d'Elia à la décision (B)2554 de la CREG en anglais (annexe 5 à la présente décision).

42. Le 3 octobre 2023, Elia a déposé auprès de la CREG la version néerlandaise de la proposition de modification des T&C BRP, en version nettoyée et avec suivi des modifications (annexe 6 de la présente décision).

2.2. CONSULTATION PUBLIQUE

2.2.1. Généralités

43. Conformément à l'article 10 de l'EBGL, Elia est tenue d'organiser une consultation publique concernant la proposition de modification des T&C BRP. Elia a organisé une consultation publique du 12 juillet 2023 au 28 août 2023 inclus. Afin de prendre en considération les remarques et les questions spécifiques de la CREG dans sa décision (B)2554, les versions française et néerlandaise des T&C BRP et une note complémentaire (en anglais) ont été mises à la disposition du marché à partir du 20 juillet 2023.

Par cette proposition de modification des T&C BRP, Elia entend donner suite à la décision (B)2554 de la CREG et elle prévoit un transfert aux T&C BRP des clauses relatives au prix de déséquilibre

formulées dans les règles d'équilibrage (une proposition de modification des règles d'équilibrage fait simultanément l'objet d'une consultation).

De plus, la composante alpha, décrite dans les tarifs pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre, est reprise par Elia dans les T&C BRP.

Dans le cadre de la procédure d'approbation de la proposition tarifaire 2024-2027, Elia a pour la description *in extenso* de la composante alpha après raccordement à l'une des plateformes UE utilisé une phrase générale qui comporte une référence aux T&C BRP.

Par cette proposition de modification des T&C BRP, Elia entend en outre décrire les évolutions proposées du calcul des composantes du prix de déséquilibre préalable à la participation d'Elia aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR et aFRR. Pour le calcul des diverses composantes du prix de déséquilibre, Elia a spécifiquement prévu dans sa proposition les situations possibles suivantes :

- Avant le raccordement à la plateforme européenne aFRR et avant le *Go Live* local des modifications dans le service mFRR en vue de la préparation du raccordement à la plateforme européenne mFRR ;
- Après le raccordement à la plateforme européenne aFRR mais avant le *Go Live* local des modifications dans le service mFRR en vue de la préparation du raccordement à la plateforme européenne mFRR ;
- Avant le raccordement à la plateforme européenne aFRR mais après le *Go Live* local des modifications dans le service mFRR en vue de la préparation du raccordement à la plateforme européenne mFRR ;
- Après le raccordement à la plateforme européenne aFRR et le *Go Live* local des modifications dans le service mFRR en vue de la préparation du raccordement à la plateforme européenne mFRR.

Elia a expliqué de façon informelle le mode de calcul des composantes du prix de déséquilibre et l'a abordé avec les acteurs du marché pendant les diverses réunions de son groupe de travail interne Balancing. Selon Elia, la proposition repose fortement et de façon cohérente sur les modifications des règles d'équilibrage proposées par Elia dans le cadre du futur raccordement à la plateforme européenne aFRR. Cette proposition de modification des règles d'équilibrage a été soumise par Elia le 13 mai 2022 et a été approuvée par la CREG le 19 juillet 2022 par décision (B)2433, moyennant des remarques à prendre en considération lors d'une prochaine proposition du calcul du prix de déséquilibre.

44. Simultanément à la consultation publique sur la proposition de modification des T&C BRP, Elia a également organisé une consultation sur :

- Les T&C BSP mFRR dans le cadre de la participation à la plateforme européenne mFRR et
- Les règles d'équilibrage dans le cadre de la participation aux plateformes européennes mFRR et aFRR.

45. À la proposition de modification des T&C BRP, Elia a reçu 4 réactions non confidentielles de :

- a) BOP
- b) Centrica
- c) FEBEG
- d) FEBELIEC

46. Les réponses originales figurent dans le rapport de consultation (annexe 3 à la présente décision) et sont mises à disposition sur le site Web d'Elia.

Les réactions reçues ont été fusionnées dans le rapport de consultation et Elia répond pourquoi elle a pu prendre en considération, ou non, les opinions exprimées pendant la consultation.

47. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1 de son règlement d'ordre intérieur, de n'organiser, en l'application de l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, aucune consultation publique, vu la consultation publique d'Elia organisée du 12 juillet 2023 au 28 août 2023 inclus. La CREG juge cette consultation publique effective, étant donné qu'elle s'est tenue sur le site Web d'Elia, qu'elle était facilement accessible aux acteurs du marché depuis la page d'accueil de ce site Web, et qu'elle était suffisamment documentée. De plus, Elia a envoyé un email à toutes les personnes enregistrées sur son site Web. La consultation a duré 48 jours civils. Compte tenu de la nature des modifications proposées, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

2.2.2. Discussion relative au rapport de consultation

48. Les principales réactions des acteurs du marché susmentionnés sont :

2.2.2.1. BOP :

49. La BOP affirme que le prix de déséquilibre doit conduire le marché à résoudre correctement les déséquilibres présents sur le marché. Afin de donner une incitation correcte au prix de déséquilibre, la BOP affirme que le prix de déséquilibre (i) doit refléter le déséquilibre du marché et (ii) doit donner aux responsables d'équilibre un signal afin d'y réagir et afin de développer de la flexibilité. Si Elia peut résoudre le déséquilibre du marché à coût moindre que celui des responsables d'équilibre, la BOP propose qu'Elia compense elle-même ce déséquilibre résiduel à la place des responsables d'équilibre.

La CREG constate que la BOP soutient dans le calcul du prix de déséquilibre l'utilisation des signaux de prix européens, sous la forme de prix marginaux transfrontaliers fixés par les plateformes européennes aFRR et mFRR.

En effet, seuls les prix marginaux transfrontaliers reflètent le déséquilibre du marché d'équilibrage connecté au niveau européen. La CREG n'est donc par entièrement convaincue par la réponse d'Elia laquelle affirme que sa proposition de T&C BRP devrait satisfaire à la remarque de la BOP. La CREG demande si la proposition de modification des T&C BRP n'est pas plutôt en train de réduire ou de supprimer les signaux du marché européen en ajoutant une *dead band*, un *cap & floor* et une *composante alpha*. Elia estime que tous les éléments ci-dessus sont indispensables à la poursuite d'une corrélation entre le prix de déséquilibre et la situation individuelle de déséquilibre du Bloc LFC d'Elia. On peut se demander si cette corrélation, au lieu de poursuivre une corrélation entre le prix de déséquilibre et le modèle d'appel transfrontalier des ressources d'équilibrage via les marchés d'équilibrage connectés au niveau européen, est ou non conforme aux objectifs imposés par l'EBGL dès qu'Elia se raccorde à l'une des plateformes UE ?

50. La BOP affirme également que le prix de déséquilibre doit être peu volatil et critique par conséquent les importantes limites techniques du prix qui sont appliquées sur l'échange d'énergie d'équilibrage via les plateformes européennes mFRR et aFRR. Par conséquent, la BOP peut uniquement d'un point de vue théorique, soutenir la *dead band* et le *cap & floor* en guise de mesure d'atténuation de l'incidence de ces limites de prix.

La CREG n'est pas d'accord avec le postulat de la BOP selon lequel le prix de déséquilibre peut être peu volatil. La CREG ne partage pas non plus la position selon laquelle la volatilité des prix est un paramètre qui doit être régulé. En revanche, la volatilité des prix est un résultat important du marché sur lequel les acteurs du marché peuvent jouer pour augmenter à la fois leurs propres bénéfices et ceux de l'ensemble du système électrique.

La CREG réfère d'abord au paragraphe 51 de la présente décision, concernant l'ampleur atteinte par ces limites de prix.

La CREG réfère aussi aux articles 10.1 et 10.3 du règlement (UE) 2019/943 qui imposent l'exigence de ne pas intervenir dans la fixation du prix pour l'énergie d'équilibrage et le déséquilibre (paragraphe 4 de la présente décision). La CREG réfère aussi aux articles 3.1 a) et b) du règlement (UE) 2019/943 (paragraphe 3 de la présente décision) qui imposent la libre fixation du prix.

La CREG réfère aussi aux objectifs que l'EBGL impose à l'article 3.1 b) (paragraphe 5 de la présente décision). La volatilité des prix après participation aux plateformes européennes aFRR et/ou mFRR indique un besoin de flexibilité dans le réseau (européen) d'électricité (article 3.1, b) de l'EBGL). La volatilité des prix devrait donner les signaux de prix qui permettent au marché d'investir dans des ressources flexibles là où le besoin est le plus élevé. Dédier des investissements dans des ressources flexibles précisément aux zones présentant le besoin le plus élevé d'investissements permettra à ces investissements de couvrir effectivement les besoins, et de contribuer ainsi à la réduction de cette volatilité des prix. Si la volatilité des prix est atténuée, alors la corrélation entre les investissements dans des ressources flexibles et les besoins sera moins voire pas du tout efficace. Par conséquent, les besoins sont moins efficacement couverts à long terme, ce qui structurellement peut exposer les consommateurs finaux à des coûts plus élevés. Il en résulte que l'efficacité de l'équilibrage n'est pas rectifiée (article 3.1, b) de l'EBGL) et que le développement d'une production plus flexible face à la demande se complique (article 3, c) et g) du règlement (UE) 2019/943). La volatilité des prix induite par le marché est par conséquent indispensable pour le fonctionnement efficace des marchés de l'électricité ;

51. À partir d'un certain niveau de prix, les prix de déséquilibre sont, selon la BOP, pénalisants plutôt qu'incitatifs. Par conséquent, la BOP demande d'appliquer des prix plafond plus bas et des prix planchers plus élevés.

La CREG réfère à l'article 10.1 du règlement (UE) 2019/943 lequel stipule de ne fixer aucune limite maximale ou minimale pour le prix de gros de l'électricité, y compris pour le déséquilibre, à l'exception des limites techniques de prix pouvant être appliquées à l'échéance du marché de l'équilibrage. Conformément à l'article 30 de l'EBGL, ces limites techniques du prix sont fixées par ACER. Les limites de prix actuellement en vigueur ont été fixées via la décision ACER 03/2022 du 25 février 2022. Ces limites de prix sont modifiables uniquement via une modification de cette décision ACER.

La CREG constate que dans sa réponse à cette remarque de la BOP en partie E. du rapport de consultation, Elia justifie la *dead band* comme étant une mesure destinée à contrecarrer les résultats du marché sur la plateforme européenne aFRR. La CREG réfère également à l'article 10.4 et 10.5 du règlement (UE) 2019/943 obligeant la CREG à entreprendre des actions afin que la mesure de la *dead band* n'ait pas d'incidence sur les stratégies d'offre ou afin que l'incidence de cette mesure demeure limitée.

52. La BOP affirme que l'accès aux marchés est crucial pour la flexibilité. La BOP affirme qu'il faut gérer la complexité liée à l'obtention d'accès aux marchés.

Elia répond que la complexité est inhérente aux plateformes européennes mFRR et aFRR et aux produits mis à disposition. Elia affirme par conséquent qu'une participation implicite aux marchés offre la seule réponse pour la BOP.

La CREG fait remarquer qu'Elia, en tant que membre ENTSO-E, est en mesure de gérer la complexité qu'elle invoque. La CREG invite Elia à proposer des rectifications.

La CREG reconnaît par ailleurs, les efforts déjà déployés par Elia afin de réduire la complexité ou de faciliter l'accès. Mais il demeure possible d'encore réduire cette complexité. La CREG réfère notamment au paragraphe 42 de la décision (B)2554 du 17 mai 2023 ou aux résultats non encore mis en œuvre des incitants¹⁰. L'accès au marché est d'importance cruciale. Référence peut être faite à ce sujet aux objectifs a), e), f) et g) de l'article 3.1 de l'EBGL, ainsi qu'aux principes d) et e) de l'article 3.1 du règlement (UE) 2019/943, qui visent tous la facilitation de la participation des diverses ressources et des divers acteurs.

2.2.2.2. FEBELIEC :

53. La Febeliec estime que le *cap & floor* évite des effets pervers lors de la fixation du prix de déséquilibre et que la *dead band* est indispensable afin d'éviter les sous- ou sur-réactions des responsables d'équilibre lorsque le Bloc LFC d'Elia est presque en équilibre.

La CREG rappelle maintes fois que l'accès à une plateforme UE a pour objectif d'améliorer l'efficacité de l'équilibrage et l'efficacité des marchés européens et nationaux d'équilibrage, conformément à l'article 3.1 b) de l'EBGL. Si les responsables d'équilibre réagissent à un prix de déséquilibre en aidant ainsi à équilibrer le réseau européen d'électricité, alors ils répondent à l'objectif prévu à l'article 3.1 b) de l'EBGL, à savoir l'amélioration de l'efficacité proposée. Pareilles réactions du responsable d'équilibre doivent être autorisées.

54. La Febeliec affirme aussi que la composante alpha est indispensable afin de décourager de longues périodes de déséquilibres majeurs sans réactions des responsables d'équilibre.

La CREG réfère à son analyse en partie 3 de la présente décision, dans laquelle la composante alpha doit être vérifiée par rapport au cadre législatif et réglementaire.

Deuxièmement, empêcher les longues périodes de déséquilibres majeurs n'est pas un but en soi de l'EBGL. L'EBGL stipule à l'article 3.1 b) uniquement l'objectif d'un équilibrage efficace. Le SOGL stipule en outre au Titre 3 de la Partie IV, que l'objectif est que la FRCE doit être ramenée à zéro. En d'autres mots, si l'équilibrage est efficace suite à un modèle d'appel optimal des unités au sein de la structure d'activation du processus du GRT, alors il est inutile d'inciter davantage les responsables d'équilibre sous la forme d'une *composante alpha*.

Enfin, les longues périodes de déséquilibres majeurs du passé auxquelles la Febeliec fait référence n'ont été observées que lors de périodes précédant le raccordement à l'une des plateformes UE. Il ne peut être affirmé que ces longues périodes se reproduiront après raccordement à l'une des plateformes UE. La CREG estime donc qu'une fixation unique des prix expose tous les responsables d'équilibre dans la zone de déséquilibre à un prix de déséquilibre auquel tous les responsables d'équilibre peuvent réagir. La CREG estime aussi que l'intégration européenne permanente des marchés de l'électricité et les échanges transfrontaliers au plus près du temps réel, donnent toujours plus de difficultés aux responsables d'équilibre à remplir leur rôle plus efficacement conformément à l'article 17 de l'EBGL. La CREG n'est pas entièrement convaincue que la

¹⁰ À titre d'exemple, l'incitation à l'examen de base, réalisée en 2021, comprend des recommandations non encore mises en œuvre visant à promouvoir la participation aux marchés de l'énergie d'équilibrage mFRR et aFRR des ressources existantes et nouvelles. De même, l'incitation sur la méthode d'activation aFRR, effectuée en 2022, assouplit une exigence pour la fourniture du service d'équilibrage aFRR, ce qui réduit la complexité de la prestation de services.

composante alpha offre en soi une solution indispensable au problème de longues périodes de déséquilibres majeurs dans un contexte européen.

55. La Febeliec affirme aussi que la *dead band*, le *cap & floor* et la composante alpha sont essentiels pour une modification pérenne des T&C BRP. Selon la Febeliec, cela permet à Elia de maintenir le périmètre belge en équilibre sans avoir de hausse des coûts totaux du réseau et sans avoir d'incidence négative sur la participation des acteurs du marché aux marchés d'équilibrage.

La CREG réfère à ce sujet à son analyse en partie 3 de la présente décision.

2.2.2.3. Centrica :

56. Centrica pose des questions d'explication concernant i) le scénario dans lequel les responsables d'équilibre augmentent le déséquilibre dans le Bloc LFC d'Elia en raison du prix marginal transfrontalier, ii) la définition de la valeur de l'activation évitée, iii) l'application du *cap & floor*, iv) l'intention d'Elia d'aligner le prix de déséquilibre à la moyenne pondérée sur le volume des prix intrajournaliers qui ont été fixés endéans un délai préalable à l'heure de fermeture du guichet du marché intrajournalier, v) la notion terminologique relative aux actions de redispatching et vi) l'explication de la formule de calcul de la composante alpha.

57. Centrica affirme aussi que des opportunités existent pour les fournisseurs de services d'équilibrage afin d'influencer le *cap & floor* et c'est pourquoi il faut pondérer la complexité par rapport à l'effectivité. Par conséquent, Centrica estime que le calcul du prix de déséquilibre doit être maintenu simple.

Elia conclut dans sa réponse que Centrica n'est pas opposée à sa proposition. La CREG quant à elle observe dans la réaction de Centrica une demande de simplification du prix de déséquilibre, notamment concernant le mécanisme *cap & floor*, ainsi qu'un besoin d'une meilleure compréhension notamment du mécanisme de *cap & floor*.

2.2.2.4. FEPEG :

58. La Febeg affirme qu'il faut déterminer la valeur en temps réel de l'énergie en traduisant en prix de déséquilibre le prix fixé sur les plateformes européennes d'échange de l'énergie d'équilibrage, et ce, en vertu des principes d'harmonisation. Selon la Febeg, les GRT doivent s'abstenir de mesures locales lors du calcul de prix de déséquilibre, vu que ces mesures locales génèrent un écart par rapport à l'optimum tel que calculé par les plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage. La Febeg pense par conséquent évoluer dans les plus brefs délais vers cette finalité.

59. La Febeg est néanmoins disposée à accepter des mesures temporaires à condition que cela facilite le raccordement aux plateformes UE. La Febeg estime qu'à partir de la participation aux plateformes UE, il faudra, forts d'expériences réelles, progresser prudemment, mais de façon pragmatique vers un marché européen d'équilibrage complètement intégré.

60. La Febeg explique également dans sa réponse que le compromis auquel elle fait référence correspond à la réponse commune que la Febeliec et la Febeg ont donnée pendant la consultation publique organisée par la CREG (annexe 8 à la présente décision). La Febeg précise qu'elle privilégie encore toujours ce compromis.

61. La Febeg formule aussi quelques conditions avant d'approuver le calcul du prix de déséquilibre, tel que proposé par Elia. La Febeg exige l'engagement d'Elia à examiner des formules alternatives, y compris ayant une incidence sur le prix de déséquilibre et l'incidence des réactions du responsable d'équilibre. La Febeg propose des conditions au processus à suivre. La Febeg attend d'Elia que celle-ci s'engage à effectuer des analyses et à intégrer les conditions mentionnées par la Febeg dans les T&C BRP, ou à défaut de le faire que la CREG approuve les T&C BRP sous réserves.

62. Dans le rapport de consultation, Elia conclut ne percevoir aucune opposition de la Febeg à sa proposition de modification des T&C BRP.

A contrario, la CREG comprend dans la réponse de la Febeg que le calcul du prix de déséquilibre, tel que proposé par Elia, ne correspond pas au calcul du prix de déséquilibre que la Febeg privilégie, à savoir un calcul du prix de déséquilibre fondé sur les prix transfrontaliers sans l'application de mesures locales.

La CREG comprend aussi que la Febeg considère comme partie intégrante des T&C BRP le processus de révision du calcul du prix de déséquilibre vers cette finalité, à savoir un assouplissement ou un arrêt des mesures locales.

La Febeg réfère également à une proposition de compromis formulée antérieurement par ses soins le 6 février 2023, qu'elle privilégie par rapport au calcul du prix de déséquilibre qu'Elia propose aujourd'hui dans sa proposition de modification.

La CREG comprend de tout cela que la Febeg ne peut approuver la proposition de modification des T&C BRP que sous certaines conditions, notamment permettre l'accès rapide aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, moyennant mention dans les T&C BRP d'un processus visant à assouplir les mesures locales, y compris les conditions relatives aux analyses à effectuer.

La CREG réfère à la partie 3 de la présente décision.

63. La Febeg mentionne aussi que ce sont essentiellement la faible liquidité du marché belge et la faible disponibilité en capacité transfrontalière de transport endéans les délais d'équilibrage qui sont susceptibles d'engendrer des prix élevés de déséquilibre. La Febeg demande qu'Elia supprime les barrières potentielles.

La Febeg mentionne aussi que la composante alpha perturbe le marché, raison pour laquelle le prix de déséquilibre ne reflète plus une incitation efficace.

Elia répond qu'elle n'est pas d'accord avec la Febeg, en se référant à la section 7.2 de sa note explicative.

La CREG réfère à la partie 3 de la présente décision, et en particulier à son analyse de l'incidence de l'application de la composante alpha proposée sur les objectifs et principes formulés dans l'EBGL.

3. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES

3.1. REMARQUES GÉNÉRALES PRÉALABLES

64. L'examen des modifications sera effectué dans le même ordre de suivi que celui adopté par Elia pour ses modifications des T&C BRP.

65. Pour la réaction de la CREG aux remarques formulées par les acteurs du marché, la CREG réfère aux paragraphes 49 à 63 inclus de la présente décision, et à ce qui est encore précisé ci-dessous au sujet de la *dead band*, du *cap & floor* et de la composante alpha.

66. Il relève de la responsabilité d'Elia de faire correspondre entre elles les versions approuvées néerlandaise et française des T&C BRP.

67. Enfin, la CREG formule une réserve, à savoir une approbation des modifications des T&C BRP ne signifie pas que la CREG renonce à ses compétences prévues aux articles 6.1 et 6.2 de l'EBGL.

3.2. DISCUSSION

3.2.1. Plan d'évaluation

68. À l'article 2 « Plan d'implémentation » de la proposition de modification des T&C BRP, Elia ajoute un point (2) en ces termes :

« Elia s'engage à développer, en collaboration avec les acteurs du marché et avant le premier Go Live UE (aFRR ou mFRR), un plan d'évaluation pour les règles de calcul du prix de déséquilibre (y compris l'évaluation de formules alternatives à celle décrite à l'article 30). Ce plan d'évaluation est abordé aux réunions du groupe de travail Balancing. Dès que les membres du groupe de travail Balancing ont approuvé un plan d'évaluation, il est envoyé à la CREG pour approbation. La période d'évaluation prend cours dès que la Belgique se raccorde à l'une des plateformes d'équilibrage. »

Il s'en suit qu'Elia s'engage à développer un plan d'évaluation en collaboration avec les acteurs du marché via le *groupe de travail Balancing* pour, après en avoir obtenu l'approbation au sein du *groupe de travail Balancing*, soumettre ce plan d'évaluation à la CREG pour approbation. Le plan d'évaluation alors approuvé par la CREG entrerait en vigueur dès qu'Elia participe à l'une des deux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage (échanges aFRR ou mFRR).

La mention d'une « approbation par la CREG » indique qu'Elia estime que son « plan d'évaluation » fait partie des T&C BRP. Elia fait valoir que le plan d'évaluation ne sera pas préalablement soumis à une consultation publique, mais qu'il sera uniquement abordé et approuvé avec les acteurs du marché via le *groupe de travail Balancing* pour ensuite être soumis à la CREG pour approbation.

La CREG peut accepter la méthode de travail proposée. Afin que le plan d'évaluation puisse être approuvé par la CREG, la CREG enverra, sur la base de la présente décision, une demande de modification de la proposition des T&C BRP à Elia en l'application de l'article 6.1 de l'EBGL.

69. Le but du plan d'évaluation est décrit par Elia comme suit :

« Le plan d'évaluation a pour but d'évaluer si certaines composantes du tarif de déséquilibre sont inutiles et peuvent donc être abandonnées ou être rectifiées, ainsi que de proposer l'assouplissement (éventuellement progressif) des composantes inutiles ou de leur rectification, si ces ajustements sont jugés appropriés et sans risque pour la sécurité du réseau. Cette évaluation est effectuée sur la base d'une analyse "what if". »

La CREG ne perçoit pas nettement ce qu'Elia veut dire par « certaines composantes ». La décision ACER 18/2020 parle de deux types de composantes : « composantes standard » et « composantes additionnelles ». La CREG demande par conséquent une explication du périmètre du plan d'évaluation, notamment de déterminer nettement au préalable quelles composantes du calcul du prix de déséquilibre seront évaluées et pour quelles raisons.

70. En utilisant un plan d'évaluation, Elia souhaite évaluer, juger si certaines composantes du calcul du prix de déséquilibre « sont inutiles » et donc si elles peuvent être abandonnées ou rectifiées et proposer « également l'assouplissement (éventuellement progressif) des composantes inutiles » ou leur rectification, si ces ajustements sont appropriés et sans risque pour la sécurité du réseau. Il est proposé d'effectuer l'évaluation sur la base d'une analyse « what if ».

La CREG constate d'abord qu'Elia exclut l'option d'effectuer l'évaluation sur la base de données réelles et observées après avoir effectué un assouplissement progressif par étapes, tel que la CREG l'a demandé dans sa décision (B)2554.

Dans cette optique, la CREG demande à Elia en collaboration avec les acteurs du marché pendant la discussion et l'approbation du plan d'évaluation au sein du *groupe de travail Balancing*, de justifier en toute transparence pourquoi une analyse « what if » serait meilleure qu'une analyse reposant sur des expériences réellement acquises, vu (1) les réactions de la FEBEG et de la Febeliec qui demandent d'intégrer un processus d'évaluation dans les T&C BRP reposant sur des expériences réellement acquises (annexe 8.a à la présente décision)¹¹ et vu (2) la réaction d'Elia même suite à la consultation publique organisée par la CREG concernant sa décision de révision des T&C BRP (annexe 8.b à cette décision)¹².

La CREG constate également que l'évaluation est destinée à vérifier si certaines composantes du calcul du prix de déséquilibre sont considérées comme inutiles et donc soit peuvent être abandonnées, soit peuvent être rectifiées, soit peuvent être assouplies. A cet égard, la CREG se réfère à l'article 3.h du règlement (UE)2019/943 qui prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

¹¹ L'étape 2 de l'approche proposée de la Febeg et de la Febeliec, telle que formulée dans l'avant-dernier paragraphe en page 3 de leur réaction commune à la consultation publique du projet de décision (B)2947, plaide pour des périodes de test (en caractères gras par la CREG) : « The test has as objective to evaluate the behaviour of the responsables d'équilibre in a context of gradually releasing the cap and floor, e.g. cap and floor are applicable as of system imbalance of X MW, Y MW and Z MW ». [online: https://www.febeliec.be/data/1675759059FEBEG%20-%20FEBELIEC%20joined%20comments%20on%20the%20TandC%20BRP%20DL_20230206.pdf]

¹² Voir notamment la partie 4.2 du rapport de consultation sur la modification de la composante alpha où Elia affirme que l'incidence isolée de seulement et d'uniquement une composante alpha sur les réactions des responsables d'équilibre est très difficile, sinon impossible (annexe 8.b à la présente décision).

Voir notamment le troisième paragraphe en page 15 de sa réponse à la consultation publique, organisée par la CREG sur le projet de décision (B)2947. : « [...] **further evolutions could be assessed periodically upon real-life experience and feedback, considering the market functioning, economics of the tariff as well as the system security aspects** » (annexe 8 à la présente décision).

Afin de pouvoir l'évaluer, la CREG estime qu'il est indispensable qu'Elia élabore les critères nécessaires dans son plan d'évaluation afin que pareille évaluation puisse se faire de manière appropriée.

Enfin, Elia affirme qu'un abandon, une rectification ou un assouplissement de certaines composantes du calcul du prix de déséquilibre ne peut être effectué(e) que lorsque l'évaluation révèle que cela s'avère approprié et sans risque pour la sécurité du réseau.

La CREG demande une explication dans le plan d'évaluation de ce qu'Elia entend par « s'avère approprié » vu l'article 5.5 de l'EBGL qui exige que les T&C BRP comportent une description de l'effet attendu de tous ces éléments au regard des objectifs de l'EBGL. En d'autres mots, après chaque période d'évaluation, dont la durée est proposée par Elia dans le plan d'évaluation, Elia devra, tant dans le cas d'un abandon, d'une rectification que d'un assouplissement, mentionner une description dans les T&C BRP de ce que sera l'effet attendu de tout ceci au regard des objectifs de l'EBGL. La CREG souhaite y ajouter que cette évaluation doit aussi être effectuée si Elia, après une période d'évaluation, devait estimer qu'aucune modification de certaines composantes du calcul du prix de déséquilibre ne s'impose.

La CREG souhaite aussi apprendre d'Elia ce qu'il faut comprendre par « sécurité du réseau » et donc identifier la portée géographique du réseau afin que cela soit clair et précis pour tout lecteur et toute lectrice, compte tenu du cadre légal.

La CREG souhaite aussi apprendre d'Elia ce qu'il faut comprendre par « sans risque pour la sécurité du réseau ». La prévoyance parfaite n'est en principe pas le propre des analyses « what if ». Il demeurera donc toujours un risque, même si des composantes étaient abandonnées, rectifiées ou assouplies. La CREG réfère à la terminologie qui a été utilisée pour décrire l'évaluation dans le cadre du processus d'assouplissement tel que formulé au point (3) et suivants de l'article 2 (« Plan d'implémentation ») de la proposition de modification des T&C BRP. Cette évaluation avait pour but d'évaluer « les incidences négatives significatives pour la sécurité du réseau ». Par conséquent, la CREG se demande pourquoi la même formulation n'a pas été utilisée au point (2) de l'article 2 de la proposition de modification des T&C BRP.

Enfin, la CREG estime aussi indispensable que le plan d'évaluation formule un processus de monitoring permettant aux dates prévues d'aborder avec la CREG les résultats et l'étape suivante (pas de modification, abandon, assouplissement ou rectification de certaines composantes du calcul du prix de déséquilibre) en vue de soumettre ou non ensuite une proposition de modification des T&C BRP auprès de la CREG pour approbation.

71. Elia évoque pour chaque composante plusieurs exemples dont elle conclut que par conséquent ces composantes pour le calcul du prix de déséquilibre doivent demeurer maintenues après raccordement à l'une des plateformes UE (pour la *dead band* voir paragraphe 96 de la présente décision, pour le *cap & floor* voir les paragraphes 117 et 118 de la présente décision et pour la composante alpha voir les paragraphes 144 et 145 de la présente décision).

La CREG fait valoir qu'au moment de la rédaction de la présente décision sept GRT répartis sur quatre pays de l'UE participent déjà à la plateforme européenne aFRR, à savoir l'Allemagne, l'Autriche, l'Italie et la République tchèque. Six GRT d'entre eux répartis sur l'Allemagne, l'Autriche et la République tchèque participent à la plateforme européenne mFRR. La CREG a analysé les calculs du prix de déséquilibre de ces GRT.

La CREG constate d'abord qu'aucun GRT n'applique le concept d'une *dead band* pour les calculs du prix de déséquilibre. Tous les calculs du prix de déséquilibre garantissent que le prix de déséquilibre remplit les conditions limites en vertu des articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL.

Deuxièmement, la CREG constate qu'aucun GRT n'applique le concept de *cap & floor* pour les calculs du prix de déséquilibre. De façon générale, les autres pays tiennent compte du sens dans lequel l'énergie d'équilibrage est activée : si le déséquilibre du système est négatif (positif), d'autres pays tiennent compte uniquement des volumes et des prix pour l'énergie d'équilibrage activé positif (négatif). La CREG fait remarquer que cette approche n'empêche pas l'exposition aux risques visés par Elia, car les prix fixés y sont transfrontaliers.

Troisièmement, la CREG constate que l'Italie n'utilise pas de composante additionnelle. Les pays voisins de la Belgique, notamment les Pays-Bas, n'utilisent à l'heure actuelle pas non plus de composante additionnelle. La CREG constate aussi une grande diversité lors de l'application de composantes additionnelles. L'Autriche et l'Allemagne appliquent une composante de pénurie uniquement lorsque la marge est petite entre les ressources (FRR) proposées et les ressources (FRR) consommées.

Conclusion :

72. En l'application de l'article 6.1 de l'EBGL, la CREG adresse à Elia une demande de soumettre une proposition modifiée des T&C BRP concernant l'article 2.2, « Plan d'implémentation » qui tient compte des explications des paragraphes 68 à 71 inclus de la présente décision.

3.2.2. Article 1 Définitions :

73. Quelques définitions et abréviations des termes sont ajoutées dans les T&C BRP. Par ailleurs, quelques définitions sont modifiées pour les expliquer.

74. La CREG formule les remarques suivantes à ce sujet :

- Elia ajoute le terme « *prix marginal aFRR* » et y énonce le mode de calcul de ce prix.

La CREG estime qu'un mode de calcul n'a pas sa place dans une définition.

Par ailleurs, ce mode de calcul figure déjà dans les T&C BSP aFRR, où il a sa place. Une simple référence dans la définition « *prix marginal aFRR* » des T&C BSP aFRR suffit par conséquent. Cela permet d'éviter les inconsistances entre les deux documents, si jamais le mode de calcul devait à l'avenir être modifié dans le cadre de T&C BSP mFRR;

- Elia ajoute le terme « *Local Merit Order List* » ou « *LMOL* » et définit le terme comme étant la liste des offres d'énergie d'équilibrage qui sont disponibles dans le Bloc LFC d'Elia.

La CREG fait remarquer que la terminologie « sont disponibles » est celle utilisée à l'article 29.1 de l'EBGL à savoir les offres d'énergie d'équilibrage qui ne sont pas disponibles pour la sélection par les plateformes européennes aFRR ou mFRR en raison des congestions internes. Afin d'éviter toute confusion, la CREG estime qu'Elia doit adapter la définition en mentionnant que par liste des offres d'énergie d'équilibrage il faut entendre la liste de toutes les offres d'énergie d'équilibrage qui sont déposées par les fournisseurs de services d'équilibrage auprès d'Elia, triées par ordre des prix des offres ;

- Elia ajoute le terme « *mFRR Marginal Price* » et y énonce le mode de calcul de ce prix.

La CREG estime que les mêmes remarques valent que celles expliquées pour le terme « *prix marginal aFRR* » et demande par conséquent à Elia d'adapter la définition ;

- Elia ajoute le terme « *mFRR Satisfied Demand* » et y énonce le mode de calcul du volume.

La CREG estime que les mêmes remarques valent que celles expliquées pour le terme « *prix marginal aFRR* » et demande par conséquent à Elia d'adapter la définition ;

- Elia ajoute le terme « *Déséquilibre du système* » et définit le terme comme étant « *le déséquilibre du système dans le Bloc LFC belge* ».

En référence à l'article 8 de la décision ACER 18/2020 qui impose les modalités et conditions relatives au calcul du déséquilibre du système, le terme « déséquilibre du système » au sein du contexte du calcul du prix de déséquilibre est d'application sur une zone individuelle de prix de déséquilibre. La délimitation d'une zone du prix de déséquilibre peut être différente de celle d'un Bloc LFC.

Par conséquent, Elia est invitée à expliquer le terme, à savoir qu'il s'agit de la zone du prix de déséquilibre d'Elia telle que définie à l'article 13 des T&C BRP.

- Elia ajoute la définition « Tarifs ». Dans la définition, Elia réfère à une autre décision de la CREG au sujet de la proposition tarifaire 2024-2027.

La CREG réfère d'abord aux paragraphes 26 et 27 de la présente décision. Il relève du pouvoir discrétionnaire de la CREG de demander à Elia de décrire exclusivement et *in extenso* dans les T&C BRP toutes les composantes (standard et additionnelles) du calcul du prix de déséquilibre.

Cela signifie que lorsque l'article 1 de la proposition des T&C BRP fait référence aux tarifs afin de connaître la description des principes et/ou le mode de calcul du prix de déséquilibre, cela ne répond pas à la demande précitée de la CREG. Cette question était déjà posée par la CREG dans plusieurs décisions.

Par conséquent, Elia est invitée à conformer l'article 1 par rapport à l'avis susmentionné. La CREG estime en effet que le règlement du déséquilibre, y compris le calcul du prix de déséquilibre, doit figurer intégralement dans les T&C BRP. La CREG estime à cet égard que l'article 4 (« Règles complémentaires d'interprétation ») doit être adapté : les T&C BRP priment en effet sur les tarifs en cas de conflits d'interprétation ou de dérogations.

Conclusion

75. La CREG approuve les modifications proposées dans les définitions des T&C BRP, étant entendu que lors de la prochaine proposition de modification des T&C BRP, Elia prenne en considération dans sa proposition les remarques de la CREG formulées au paragraphe 74 de la présente décision, sinon Elia justifie pourquoi elle ne peut donner aucune suite aux remarques formulées par la CREG.

3.2.3. Article 29 Tarifs et facturation :

3.2.3.1. Proposition d'Elia

76. Elia explique dans l'article 29.2 des T&C BRP que deux tarifs sont d'application sur les responsables d'équilibre, à savoir d'une part le tarif pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel du responsable d'équilibre ou autrement dit le prix de déséquilibre, et d'autre part le tarif pour des inconsistances externes.

L'article 29.2.1 décrit le prix de déséquilibre dont le mode de calcul est énoncé à l'article 30 des T&C BRP.

L'article 29.2.2 décrit le tarif pour inconsistance externe, dont le mode de calcul figure dans la proposition tarifaire.

L'article 29.3 explique que les tarifs précités sont assujettis à la TVA et que ces tarifs TVAC sont payés par le responsable d'équilibre.

3.2.3.2. Réplique de la CREG

77. La CREG estime que la description du prix de déséquilibre (article 29.2.1 de la proposition des T&C BRP) insiste insuffisamment sur la responsabilité du responsable d'équilibre, telle que visée à l'article 17 de l'EBGL.

Un responsable d'équilibre doit en vertu de l'article 17 de l'EBGL toujours veiller, en temps réel, à avoir un système électrique équilibré *ou à l'aider à s'équilibrer*. Par « le système électrique », l'EBGL entend « le réseau européen d'électricité », et ce, suite à l'intégration des marchés nationaux d'équilibrage vers un marché d'équilibrage lié à l'Europe. Elia doit donc conformer le contexte d'application du « *tarif pour le maintien et le rétablissement de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre* » à la responsabilité du responsable d'équilibre afin d'aider à équilibrer le réseau total (européen) d'électricité. Si le législateur avait voulu limiter cette obligation à la zone individuelle de déséquilibre, le législateur aurait utilisé les termes « zone de déséquilibre » à l'article 17 de l'EBGL au lieu du terme général « système électrique ».

Enfin, la CREG fait remarquer que les flux financiers visés au paragraphe 76 de la présente décision n'induisent pas toujours forcément un paiement par le responsable d'équilibre. Le prix de déséquilibre peut aussi engendrer des revenus pour le responsable d'équilibre, conformément au Tableau 2 de l'EBGL. Cela a pour conséquence qu'Elia devra dans ce cas aussi payer la TVA au responsable d'équilibre. L'article 29.3 des T&C BRP devrait aussi être mieux expliqué en ce sens.

Conclusion

78. En application de l'article 6.1 de l'EBGL, la CREG adresse à Elia une demande d'introduction d'une proposition modifiée de T&C BRP concernant les articles 29.2.1 et 29.3, qui tient compte de ce qui est exposé au paragraphe 77 de la présente décision.

3.2.4. **L'article 30 Règles relatives au calcul du prix de déséquilibre**

3.2.4.1. Article 30.1 : Généralités

3.2.4.1.1. *Proposition d'Elia*

79. L'article 30.1 décrit de façon générale quelles sont les composantes du mode de calcul du prix de déséquilibre. Elia affirme explicitement que ces éléments (composantes) sont conformes à l'EBGL et aux méthodologies qui en découlent, ainsi qu'à la législation belge et aux méthodologies qui en découlent.

Les composantes sont de deux types : les composantes standard et une composante additionnelle.

80. Concernant les composantes standard, Elia la fait dépendre du sens du déséquilibre du système.

- Si le déséquilibre du système est négatif ou nul, la composante standard est le MIP ;
- Si le déséquilibre du système est strictement positif, le MDP est la composante standard.

81. Elia propose également que le MIP et le MDP soient calculés selon les principes décrits dans les tarifs et aux articles 30.2, 30.3, 30.4 et 30.5 des T&C BRP.

82. Enfin, Elia affirme que le calcul de la composante additionnelle s'effectue selon les principes décrits dans les tarifs et conformément l'article 30.6 des T&C BRP. Cette proposition de composante additionnelle ou « *composante alpha* » ou « α » est additionnée au MIP en cas de déséquilibre négatif du système ou nul, et est soustraite du MDP en cas de déséquilibre strictement négatif du système, pour ainsi fixer le prix de déséquilibre.

3.2.4.1.2. *Réplique de la CREG*

83. La CREG réfère d'abord aux paragraphes 26 et 27 de la présente décision. Il relève du pouvoir discrétionnaire de la CREG de demander à Elia de décrire exclusivement et *in extenso* dans les T&C BRP toutes les composantes (standard et additionnelles).

Cela signifie que lorsque l'article 30.1 de la proposition des T&C BRP fait référence aux tarifs afin de connaître la description des principes et/ou le mode de calcul des composantes standard et/ou additionnelles, cela ne répond pas à la demande précitée de la CREG. Cette question avait déjà été posée par la CREG dans plusieurs décisions.

La CREG constate que dans la proposition tarifaire 2024-2027 après accès à l'une des plateformes UE la référence aux de T&C BRP est mentionnée pour le calcul du prix de déséquilibre. Par conséquent, Elia est invitée à conformer l'article 30.1 par rapport à la proposition tarifaire 2024-2027 approuvée

84. La CREG constate également une erreur dans l'avant-dernier alinéa de l'article 30.1 de la version française des T&C BRP. Les mots « strictement négatif » doivent être « strictement positif ».

Conclusion :

85. Vu ce qui précède, la CREG demande à Elia, en l'application de l'article 6.1 de l'EBGL, de soumettre auprès de la CREG une proposition modifiée qui tienne compte des remarques formulées dans les paragraphes 843 et 84 de la présente décision.

3.2.4.2. Article 30.2 : calcul du MIP et du MDP **avant** l'aFRR Go Live UE et **avant** le mFRR Technical Go Live

3.2.4.2.1. *Proposition d'Elia*

86. L'article 30.2.1 et 30.2.2 des T&C BRP mentionne respectivement le mode de calcul du MIP et du MDP avant le raccordement à l'une des plateformes UE.

Elia affirme concernant le MIP et le MDP que le calcul du prix de déséquilibre mentionné dans les T&C BRP est le même que celui déjà appliqué aujourd'hui via les règles d'équilibrage.

Cela induit concrètement que :

A. Pour un déséquilibre négatif du système, le prix de déséquilibre est égal au maximum entre :

(i) la moyenne pondérée des demandes aFRR positives et des prix aFRR,

(ii) le prix d'offre le plus élevé parmi les offres sélectionnées d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens ascendant et

(iii) le prix d'activation mFRR via des contrats pour le partage des réserves.

Si aucune demande aFRR positive n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (i) est égal au prix d'offre le plus bas d'énergie d'équilibrage aFRR dans la direction positive.

Si aucune demande mFRR positive n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (ii) n'est pas pris en considération pour le calcul du prix de déséquilibre.

Si aucune activation positive du mFRR n'a eu lieu via contrats pour le partage de réserves, cet élément (iii) expire également.

B. Pour un déséquilibre positif du système, le prix de déséquilibre est égal au minimum entre :

(i) la moyenne pondérée des demandes aFRR négatives et des prix aFRR,

(ii) le prix d'offre le plus bas parmi les offres sélectionnées d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens descendant et

(iii) le prix pour activer mFRR via contrats pour le partage de réserves.

Si aucune demande aFRR négative n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (i) est égal au prix d'offre le plus élevé d'énergie d'équilibrage aFRR dans la direction négative.

Si aucune demande mFRR négative n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (ii) n'est pas pris en considération pour le calcul du prix de déséquilibre.

Si aucune activation négative du mFRR n'a eu lieu via contrats pour le partage de réserves, cet élément (iii) expire également.

3.2.4.2.2. *Réplique de la CREG*

87. La CREG constate que la compensation du déséquilibre dans le Bloc LFC d'Elia au moyen d'échanges de compensation du déséquilibre n'incite pas les BRPs à réduire le déséquilibre dans le Bloc LFC d'Elia par le biais du prix de déséquilibre.

Tant qu'il n'y a pas de demande d'énergie d'équilibrage aFRR et/ou mFRR, le prix de déséquilibre selon ce calcul est fixé par l'incitation de prix le plus bas parmi la courbe des offres aFRR. La courbe des offres mFRR n'a dans ce cas aucune influence sur la fixation du prix de déséquilibre.

L'article 3.1(b) de l'EBGL stipule qu'un équilibrage efficace a pour objectif de donner le moins possible d'incitations de prix dans le cas où un déséquilibre dans une zone de déséquilibre est compensé par des échanges de compensation du déséquilibre. Le déséquilibre dans la zone de déséquilibre aide à couvrir des déséquilibres opposés dans d'autres zones de déséquilibre, et ce faisant, évite l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage. Une incitation ayant pour but de réduire le déséquilibre « compensatoire » réduit aussi les échanges de compensation du déséquilibre, et ce faisant, aggrave le déséquilibre de l'ensemble du système électrique (européen). Afin de rééquilibrer l'ensemble du système électrique (européen), les GRT d'autres zones de déséquilibre doivent à leur tour activer des ressources d'énergie d'équilibrage, ce qui s'accompagne de coûts. L'absence d'incitations dans le calcul du prix de déséquilibre, dans le but d'équilibrer la zone de déséquilibre lorsque cette zone de déséquilibre contribue aux échanges de compensation du déséquilibre, vise par conséquent un équilibrage efficace. La proposition de calcul du prix de déséquilibre avant participation au moins à l'une des plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, privilégie l'équilibrage efficace, via compensation de déséquilibre, de l'ensemble du système électrique (européen) au détriment de l'équilibrage de la zone individuelle de déséquilibre. La CREG estime par conséquent que cette proposition de calcul du prix de

déséquilibre permet aux responsables d'équilibre de respecter leur rôle conformément à l'article 17.1 de l'EBGL.

Conclusion

88. La CREG approuve les modifications proposées à l'article 30.2 des T&C BRP.

3.2.4.3. Article 30.3 : calcul du MIP et du MDP après l'aFRR Go Live UE et avant le mFRR Technical Go Live

3.2.4.3.1. Proposition d'Elia

89. Après raccordement à l'une des plateformes UE, Elia propose pour un déséquilibre négatif du système de rendre le prix de déséquilibre dépendant de la valeur du déséquilibre du système.

Si le déséquilibre du système est supérieur à -25 MW (c.-à-d. entre -25 MW et 0 MW, aussi appelé la *dead band*), Elia propose que le MIP soit égal à la moyenne de :

- (i) Le prix d'offre le plus bas parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR dans la direction positive, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage et
- (ii) Le prix d'offre le plus élevé parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR dans la direction négative, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage.

90. Pour toute autre valeur du déséquilibre du système, Elia propose que le MIP soit égal au maximum entre :

- (i) La moyenne pondérée de toutes les demandes aFRR positives et négatives d'Elia qui ont été sélectionnées par la plateforme européenne aFRR et les prix aFRR fixés sur la plateforme européenne aFRR ;
- (ii) Le prix d'offre le plus élevé parmi les offres sélectionnées d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens ascendant,
- (iii) Le prix pour activer mFRR positif via contrats pour le partage de réserves, et
- (iv) Une mesure visant à limiter le prix de déséquilibre.

91. La mesure visant à limiter le prix de déséquilibre (aussi connue sous le nom **cap & floor**) est égale au maximum entre :

- (i) Le prix d'offre le plus bas parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR positif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage et
- (ii) Le prix d'offre le plus élevé parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR négatif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage.

Si Elia perd la connexion avec la plateforme européenne aFRR, l'élément (i) décrit au paragraphe 90(i) de la présente décision sera remplacé par la moyenne pondérée des signaux positifs de contrôle en vue de l'activation de l'aFRR et des prix aFRR, (ci-après : « élément (ia) »).

Pendant la période de règlement du déséquilibre durant laquelle Elia perd la connexion avec la plateforme européenne aFRR, il y aura une moyenne pondérée entre les éléments (i) décrits au paragraphe 90(i) de la présente décision et l'élément (ia) décrit ci-dessus.

Si ni l'élément (i) décrit au paragraphe 90(i) de la présente décision ni l'élément (ia) décrit ci-dessus n'est calculable, Elia propose d'utiliser en remplacement de ceux-ci l'élément (iv) décrit au paragraphe 90(iv) de la présente décision.

Si aucune demande mFRR positive n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (ii) décrit au paragraphe 90(ii) de la présente décision n'est pas pris en considération pour le calcul du prix de déséquilibre.

Si aucune activation positive du mFRR n'a eu lieu via contrats pour le partage des réserves, l'élément (iii) décrit au paragraphe 90(iii) de la présente décision expire également.

92. De même, en cas de déséquilibre positif du système, Elia propose de rendre le prix de déséquilibre dépendant de la valeur du déséquilibre du système.

Si le déséquilibre du système est inférieur à 25 MW (c.-à-d. entre 0 MW et 25 MW, aussi appelé la **dead band**), Elia propose que le MDP soit égal à la moyenne de :

- (i) Le prix d'offre le plus bas parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR positif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage et
- (ii) Le prix d'offre le plus élevé parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR négatif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage.

93. Pour toute autre valeur du déséquilibre du système (ni négatif ni positif), Elia propose que le MDP soit égal au minimum entre :

- (i) La moyenne pondérée de toutes les demandes aFRR positives et négatives d'Elia qui ont été sélectionnées par la plateforme européenne aFRR, et les prix fixés sur la plateforme européenne aFRR,
- (ii) Le prix d'offre le plus bas parmi les offres sélectionnées d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens descendant,
- (iii) Le prix pour activer mFRR négatif via contrats pour le partage de réserves, et
- (iv) Une mesure visant à limiter le prix de déséquilibre.

94. La mesure visant à limiter le prix de déséquilibre (aussi connue sous le nom **cap & floor**) est égale au minimum entre :

- (i) Le prix d'offre le plus bas parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR positif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage et
- (ii) Le prix d'offre le plus élevé parmi toutes les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR négatif, qu'Elia a reçu des fournisseurs de services d'équilibrage.

Si Elia perd la connexion avec la plateforme européenne aFRR, l'élément (i) décrit au paragraphe 93(i) de la présente décision sera remplacé par la moyenne pondérée des signaux négatifs de contrôle en vue de l'activation de l'aFRR et des prix aFRR, (ci-après : « élément (ia) »).

Pendant la période de règlement du déséquilibre durant laquelle Elia perd la connexion avec la plateforme européenne aFRR, il y aura une moyenne pondérée entre les éléments (i) décrits au paragraphe 93(i) de la présente décision et l'élément (ia) décrit ci-dessus.

Si ni l'élément (i) décrit au paragraphe 93(i) de la présente décision ni l'élément (ia) décrit ci-dessus n'est calculable, Elia propose d'utiliser en remplacement de ceux-ci l'élément (iv) décrit au paragraphe 93(iv) de la présente décision.

Si aucune demande mFRR négative n'a eu lieu pendant toute la période de règlement du déséquilibre, l'élément (ii) décrit au paragraphe 93(ii) de la présente décision n'est pas pris en considération pour le calcul du prix de déséquilibre.

Si aucune activation négative du mFRR n'a eu lieu via contrats pour le partage des réserves, l'élément (iii) décrit au paragraphe 93(iii) de la présente décision expire également.

3.2.4.3.2. Réplique de la CREG à la proposition d'Elia concernant **la dead band** :

Effet attendu au regard des objectifs du règlement

95. La CREG lit à l'article 3 « Effet attendu au regard des objectifs du règlement » des T&C BRP :

« (e) vu que les composantes du prix de déséquilibre avec l'application d'une « dead band » ont pour but d'éviter des prix extrêmes de déséquilibre et d'éviter la volatilité des prix de déséquilibre pour les valeurs mineures des déséquilibres du système en zone belge de régulation, cela évite les seuils d'accès pour les sources d'énergie renouvelables conformément à l'article 3(1)(g) du présent règlement.

(f) vu que la valeur du prix de déséquilibre au sein de la « dead band » repose sur le concept de la « valeur de l'activation évitée » (VoAA), dont on peut supposer qu'il s'agit d'une approche raisonnable de l'équilibre du marché qui est atteint à la fin du délai infrajournalier, et vu que ce dernier constitue une anticipation de la valeur en temps réel de l'énergie effectuée par les responsables d'équilibre, la « dead band » garantit que lorsque le système est (presque) en équilibre et qu'il n'y a donc pas d'écart significatif du dernier équilibre du marché infrajournalier, le prix de déséquilibre reflète la valeur en temps réel de l'énergie tel que mentionné à l'article 44(1)(b) du présent règlement. »

La CREG lit également dans la note explicative d'Elia (annexe 2 à la présente décision) que la *dead band* a pour but de stabiliser le prix de déséquilibre lorsque le système belge est en équilibre. Elia estime que lorsque le système belge est en équilibre, les responsables d'équilibre ne doivent pas réagir à un prix de déséquilibre provenant d'une plateforme UE. Ou autrement dit, en appliquant la *dead band*, Elia entend contrecarrer l'effet des prix marginaux transfrontaliers, fixés sur la plateforme européenne aFRR et mFRR, en donnant une incitation minimale aux responsables d'équilibre, afin de maintenir le système belge en équilibre, quelle que soit la situation du système électrique (européen).

96. Selon Elia, la « *dead band* » offre dès lors plusieurs avantages, à savoir :

- (i) Elle évite que les responsables d'équilibre ne soient pénalisés par un prix de déséquilibre tandis qu'ils contribuent au bon équilibre du système électrique belge ;
- (ii) Elle désactive les réactions implicites (en utilisant un signal de prix qui n'encourage pas les responsables d'équilibre à déroger à leur programme, notamment de l'équilibre fixé sur le *marché infrajournalier*) lorsque le déséquilibre du système belge est suffisamment mineur pour être considéré comme équilibré ;
- (iii) Elle stabilise le signal de prix lorsque le système est presque en équilibre. Sinon, le signal de prix attendu pourrait fluctuer entre diverses valeurs potentiellement extrêmes causées par la discontinuité artificielle entre la valeur MIP (à l'aide d'une fonction « maximum ») et la valeur MDP (à l'aide d'une fonction « minimum »). Une *dead band* entre les valeurs de MIP et de MDP facilite la prévisibilité et l'effectivité du prix de déséquilibre ;
- (iv) Elle réduit le risque d'importantes fluctuations du déséquilibre du système qui sinon se produiraient, en raison d'une surréaction des responsables d'équilibre aux signaux de prix potentiellement extrêmes tandis que le système est sur le point d'être en équilibre ;

- (v) Elle évite l'apparition de prix extrêmes de déséquilibre lorsqu'il y a de grands écarts entre les prévisions de sources d'énergie renouvelables dans la région, qui grâce à un équilibre réactif en Belgique sont quand même suffisamment remis en équilibre. Éviter des prix extrêmes de déséquilibre lorsque le système belge est en équilibre évite les barrières à l'accès des producteurs de sources d'énergie renouvelables, qui ont généralement des erreurs prévisionnelles dans le même sens que l'ensemble du déséquilibre sur le territoire sans congestion.

Vérification de la proposition par rapport aux objectifs de l'EBGL et du règlement (UE) 2019/943

Généralités

97. La CREG n'est pas convaincue que l'argumentation développée par Elia concernant la *dead band* dans la note explicative (annexe 2 à la présente décision) soit conforme aux objectifs tels que visés à l'article 3 de l'EBGL.

Par ailleurs, il n'est pas davantage certain que la *dead band* satisfasse aux principes de règlement du déséquilibre énoncés à l'article 44 de l'EBGL (paragraphe 14 de la présente décision), lequel décrit les principes généraux auxquels les processus de règlement doivent satisfaire, y compris le règlement du prix de déséquilibre, et ce, dès qu'Elia a accédé aux plateformes UE.

Enfin, la CREG n'est pas davantage convaincue que la *dead band* satisfasse aux conditions limites que l'article 55 de l'EBGL impose pour le calcul du prix de déséquilibre.

98. L'EBGL constitue la base pour l'entrée en vigueur des plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage. Ces plateformes génèrent un prix marginal transfrontalier d'énergie d'équilibrage conformément à l'article 30 de l'EBGL et conformément aux règles fixées dans la décision ACER 01/2020.

La décision ACER 01/2020 établit la méthodologie pour la fixation des prix transfrontaliers pour l'énergie d'équilibrage qui reflètent le résultat de l'activation et des échanges coordonnés d'énergie d'équilibrage dans le système électrique européen.

La décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020 détermine également à l'article 9 de l'annexe 1 que ces prix transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage doivent servir à calculer tant les conditions limites énoncées à l'article 55 de l'EBGL que les composantes standard du prix de déséquilibre.

Vu que la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020 définit les principales composantes pour le calcul du prix de déséquilibre, conformément à l'article 52.2 de l'EBGL, et que par ailleurs, elle stipule que le prix de déséquilibre conformément à l'article 44.1 b) de l'EBGL doit refléter la valeur en temps réel de l'énergie, la décision ACER induit une acceptation générale du fait que les prix marginaux transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage reflètent en temps réel la valeur de l'énergie.

Ces prix marginaux transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage sont le résultat du modèle optimal d'appel des ressources d'énergie d'équilibrage, tels que calculés par les plateformes UE. Ces prix marginaux transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage donnent les incitations nécessaires qui doivent guider les stratégies des fournisseurs de services d'équilibrage et des responsables d'équilibre en vue d'un équilibrage efficace du système électrique européen.

La fixation libre des prix sur les marchés de l'électricité, y compris les prix pour l'énergie d'équilibrage et le déséquilibre, est un principe énoncé à l'article 3 du règlement (UE) 2019/943. Des mesures qui contrecarrent les résultats du marché vont également à l'encontre de ce que stipule l'article 10 du règlement (UE) 2019/943.

Il en découle en principe que, après accès aux plateformes UE, il ne devrait plus être possible de fixer de prix de déséquilibre au niveau national, mais celui-ci devrait être déterminé par les prix

marginaux transfrontaliers. Appliquer une *dead band* après accès à l'une des plateformes UE, dans le but de limiter le prix de déséquilibre à un système électrique national isolé,¹³ est susceptible d'annuler partiellement ou entièrement les principes et objectifs susmentionnés.

Article 44 de l'EBGL

99. L'article 44.1(a) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent donner des signaux économiques adéquats qui reflètent le déséquilibre.

100. L'article 44.1(b) de l'EBGL poursuit que les déséquilibres doivent être réglés à un prix qui reflète la valeur en temps réel de l'énergie.

Tel qu'expliqué au paragraphe 98 de la présente décision, la valeur en temps réel de l'énergie consécutive au couplage européen des marchés nationaux de l'énergie d'équilibrage sera désormais déterminée au niveau européen. In casu, la valeur en temps réel de l'énergie est fixée par les prix marginaux transfrontaliers sur les plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage. Déroger aux prix du marché ainsi fixés via l'application d'une *dead band* car sinon le prix du marché ne serait pas représentatif pour un système électrique belge national isolé, va à l'encontre de ce principe. La CREG estime que les avantages argués par Elia (i), (ii) et (v) ceux de la *dead band*, décrits au paragraphe 96 de la présente décision vont à l'encontre de ces principes.

101. L'article 44.1 c) de l'EBGL affirme également que les processus de règlement doivent donner aux responsables d'équilibre des incitations afin d'être en équilibre, ou afin de maintenir l'équilibre du système ou l'aider à se rétablir.

Il relève de la tâche du responsable d'équilibre de veiller à être en équilibre, en temps réel, ou à aider à équilibrer le système électrique au niveau européen. Les exigences détaillées en lien avec cette obligation sont établies à l'article 18 des T&C BRP en l'application de l'article 17.1 de l'EBGL.

Il découle du paragraphe 98 de la présente décision que les prix marginaux transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage reflètent, sur le marché européen de l'énergie d'équilibrage, les besoins en déséquilibre du système électrique européen. La tâche des responsables d'équilibre sur un marché européen de l'énergie d'équilibrage consiste à aider à équilibrer le système électrique européen. C'est l'objectif mis en évidence à l'article 3.1 b) de l'EBGL, à savoir renforcer l'efficacité des marchés européens et nationaux de l'énergie d'équilibrage, compte tenu du fait que par leur couplage aux plateformes UE les marchés nationaux de l'énergie d'équilibrage s'abstiennent d'exister au profit d'un marché européen plus grand de l'énergie d'équilibrage.

À titre d'exemple d'un équilibrage efficace, la CREG fait valoir ce qui suit : Imaginons que les prix marginaux transfrontaliers de l'énergie d'équilibrage sont extrêmement élevés suite à un besoin extrême en énergie d'équilibrage à l'étranger, tandis que la zone de déséquilibre d'Elia ne présente aucun voire peu de besoins en énergie d'équilibrage, dans ce cas la *dead band* empêche de refléter dans le prix de déséquilibre ces prix marginaux extrêmement élevés de l'énergie d'équilibrage. Ce faisant, la *dead band* empêche les responsables belges d'équilibre de co-aider à équilibrer le système électrique (européen). Car si les responsables d'équilibre réagissaient au prix de déséquilibre en raison des prix marginaux transfrontaliers extrêmement élevés de l'énergie d'équilibrage, cela signifie qu'ils utiliseront des ressources meilleur marché que les ressources d'équilibrage qui sont utilisées via les plateformes UE. Cette réaction des responsables belges d'équilibre remplacerait les ressources utilisées via les plateformes européennes aFRR et mFRR par des échanges meilleur marché de compensation du déséquilibre.

¹³ Le Bloc LFC individuel d'Elia correspond à la zone de déséquilibre et au prix de zone de déséquilibre, et correspond géographiquement au territoire belge.

En référence au paragraphe 87 de la présente décision, la compensation de déséquilibre contribue à un équilibrage efficace. En limitant l'utilisation du potentiel complet de compensation de déséquilibre via la *dead band*, la *dead band* empêche les responsables d'équilibre de satisfaire à leur obligation, visée à l'article 17 de l'EBGL, et l'objectif général énoncé à l'article 3.1, b) de l'EBGL n'est pas poursuivi effectivement. La *dead band* perturbe en d'autres mots les incitations que les responsables d'équilibre devraient recevoir afin d'être en équilibre et afin de maintenir le système en équilibre ou l'aider à se rétablir, tel que visé à l'article 44.1 c) de l'EBGL.

L'EBGL utilise aussi uniquement le terme « système (électrique) » et non pas le terme « zone de déséquilibre » ou « Bloc LFC ». Les deux termes sont définis dans la réglementation européenne et ont une autre signification, ce qui ne devrait pas permettre d'argumenter qu'une interprétation plus précise que « système électrique européen » est visée dans les articles précités.

Sur la base de ce qui précède, les avantages (ii), (iv) et (v) de la *dead band* expliqués par Elia, décrits au paragraphe 95 de la présente décision et qui ont tous pour but d'empêcher des réactions des responsables d'équilibre, ne sont pas suffisamment convaincants pour la CREG, vu le principe énoncé à l'article 44.1 c) de l'EBGL.

102. L'article 44.1 d) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent faciliter l'harmonisation des mécanismes pour le règlement des déséquilibres.

La CREG constate que la *dead band*, telle que proposée par Elia, n'est pas reprise comme composante pour le calcul du prix de déséquilibre dans la décision ACER 18/2020.

Elia motive la *dead band* en raison de la « valeur neutre », « bon équilibrage » et « oscillations extrêmes » ou « prix extrêmes », lesquels sont selon la CREG des éléments subjectifs. L'ajout d'une *dead band*, qui rend le calcul du prix de déséquilibre différent des composantes énoncées dans la décision ACER 18/2020 aux fins d'harmonisation du calcul du prix de déséquilibre, et ce, sur base d'une motivation subjective, empêche selon la CREG l'harmonisation des mécanismes pour le règlement des déséquilibres au sein de l'Europe.

103. L'article 44.1 e) de l'EBGL stipule que le règlement du prix de déséquilibre doit donner des incitations aux GRT afin de respecter leurs obligations conformément aux articles 127, 153, 157 et 160 du SOGL.

Ces articles concernent la qualité de fréquence et les règles de dimensionnement. La CREG estime que l'application d'une *dead band* n'a aucune incidence sur ces incitations. En d'autres mots, la *dead band* ne détériore ni n'améliore la réalisation de ce principe. Ce principe n'offre donc aucune motivation suffisante pour l'application de la *dead band*.

104. L'article 44.1 f) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent éviter de donner des incitations perturbatrices aux responsables d'équilibre, aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux GRT.

La CREG estime que la *dead band* est une incitation perturbatrice au sein du processus de règlement du prix de déséquilibre. Lorsque les conditions pour l'application de la *dead band* sont remplies, les responsables d'équilibre dans la zone de prix de déséquilibre d'Elia, en cas de déséquilibres négatifs¹⁴ dans la zone de déséquilibre, sont structurellement facturés à des prix plus bas de déséquilibre que ne le sont les fournisseurs de services d'équilibrage dans la zone de déséquilibre

¹⁴ Identiquement, les responsables d'équilibre dans la zone de prix de déséquilibre d'Elia, en cas de déséquilibres positifs dans la zone de déséquilibre, sont structurellement facturés à des prix plus élevés de déséquilibre que les fournisseurs de services d'équilibrage dans la zone de déséquilibre d'Elia et dans les zones de déséquilibre des GRT voisins (pour l'énergie qui est échangée).

d'Elia et dans les zones de déséquilibre des GRT voisins (pour l'énergie qui est échangée). Pourtant, les fournisseurs de services d'équilibrage et les responsables d'équilibre qui injectent de l'énergie supplémentaire contribuent tous à équilibrer le système électrique. Cela crée des règles inévitables (ce qui est contraire au principe de non-discrimination), car l'énergie en temps réel est intentionnellement facturée à des valeurs différentes, selon l'acteur qui l'active (soit le responsable d'équilibre, soit le fournisseur de services d'équilibrage).

De plus, la *dead band* donne aux fournisseurs de services d'équilibrage une incitation à ne pas fournir l'énergie d'équilibrage demandée en réponse à un besoin d'équilibrage à l'étranger. En effet, le prix plus bas de déséquilibre entraîne des coûts moindres en cas de non-fourniture d'énergie d'équilibrage que les coûts générés par la fourniture, raison pour laquelle les fournisseurs de services d'équilibrage reçoivent l'incitation à ne fournir aucune énergie d'équilibrage. Cette incitation inadéquate doit à son tour être compensée par des clauses de dommages et intérêts supplémentaires à facturer aux fournisseurs de services d'équilibrage pour cause de non-fourniture du service d'équilibrage demandé. La *dead band* ajoute en guise de conséquence inutile l'effet négatif qu'il faut compenser via d'autres mesures.

105. L'article 44.1 g) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent soutenir la concurrence entre acteurs du marché.

En référence au paragraphe 104 de la présente décision, la CREG estime que la *dead band* ne soutient pas la concurrence entre les responsables d'équilibre et les fournisseurs de services d'équilibrage, et ce, en raison de la rémunération différente de l'énergie fournie.

106. L'article 44.1 h) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent donner des incitations aux fournisseurs de services d'équilibrage afin de proposer et de fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement.

En référence au paragraphe 104 de la présente décision, la *dead band* décourage justement la fourniture de services d'énergie d'équilibrage par des fournisseurs de services d'équilibrage au GRT de raccordement, à moins d'appliquer des clauses de dommages et intérêts supplémentaires afin d'éliminer ce désavantage de la *dead band*.

107. L'article 44.1 i) de l'EBGL stipule que les processus de règlement doivent garantir la neutralité financière de tous les GRT.

La neutralité financière est garantie si le règlement de l'utilisation de ressources d'équilibrage par les fournisseurs de services d'équilibrage et de l'importation d'énergie d'équilibrage qui est activée par des GRT voisins est compensé par le règlement des déséquilibres des responsables d'équilibre et de l'exportation d'énergie d'équilibrage afin de compenser les déséquilibres des responsables d'équilibre à l'étranger. Lorsque c'est le cas, les flux financiers du processus de règlement d'énergie d'équilibrage sont égaux aux flux financiers du processus de règlement du déséquilibre. Par conséquent, le GRT ne fait aucun gain ou perte économique en raison d'une différence dans les résultats financiers des processus pertinents de règlement.

Puisque la *dead band* ajoute une différence supplémentaire entre le prix de déséquilibre et les prix marginaux transfrontaliers, la *dead band* accroît la différence dans les résultats financiers des processus de règlement. Par conséquent, la *dead band* sape la neutralité financière du GRT par rapport à la situation sans *dead band*.

Article 55 de l'EBGL

108. La CREG constate que les conditions limites pour la fixation du prix de déséquilibre visées à l'article 55 de l'EBGL ne sont en principe pas respectées en raison de l'application de la *dead band*. L'article 55.4 en 55.5 de l'EBGL pose des limites auxquelles le prix de déséquilibre doit toujours satisfaire.

Le prix de déséquilibre en cas de déséquilibres négatifs ne peut notamment jamais être inférieur à l'un des suivants :

a) le prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement ;

b) la valeur de l'activation évitée de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement, dans le cas où aucune activation de l'énergie d'équilibrage n'a eu lieu pendant la période de règlement du déséquilibre.

Tandis que le prix de déséquilibre en cas de déséquilibres positifs ne peut jamais être supérieur à l'un des suivants :

a) le prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement ;

b) la valeur de l'activation évitée de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement, dans le cas où aucune activation de l'énergie d'équilibrage n'a eu lieu pendant la période de règlement du déséquilibre.

109. En référence au paragraphe 98 de la présente décision, les articles 9(1) et 9(2) de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 expliquent que tous les prix et volumes disponibles qui sont énumérés aux articles 9(3) et 9(5) de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 doivent être utilisés pour déterminer le prix moyen pondéré pour le calcul de la condition limite.

La CREG renvoie également au considérant 63 de la décision 18/2020 de l'ACER où l'ACER indique explicitement : « *Therefore, ACER considers that this limit can only be applied on the final imbalance price calculated after the application of any additional components.* »

Vu que, selon Elia, la *dead band* a justement pour but en cas de déséquilibres positifs (négatifs) d'obtenir un prix de déséquilibre inférieur (supérieur) au prix de déséquilibre sur base d'une moyenne pondérée des prix marginaux transfrontaliers, la CREG estime que la condition limite visée à l'article 55.4, a) et 55.5, a) de l'EBGL n'est pas toujours respectée.

Par conséquent, l'article 9(1) et 9(2) de la décision ACER 18/2020 est entré en vigueur. Ceux-ci stipulent que (traduction libre de la CREG) : « *Pour le calcul de la condition limite, laquelle dans ce cas n'est pas toujours satisfaite, sur base de l'approche pour le calcul du prix de déséquilibre, chaque GRT de raccordement utilise tous les prix disponibles et volumes respectifs pour l'énergie d'équilibrage positive (négative) activée qui sont énumérés aux paragraphes 3 et 5 aux fins du prix moyen pondéré pour l'énergie d'équilibrage positive activée conformément à l'article 55, alinéa 74 (alinéa 5), sous a) du règlement EE* ». Pour calculer la moyenne pondérée en fonction du volume, il est donc nécessaire d'utiliser les prix marginaux transfrontaliers calculés par les plateformes européennes respectives (article 9(3) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020) et les volumes de la demande satisfaite (satisfied demand) calculés par les plateformes européennes respectives (article 9(5) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020).

Sur la base des deux exemples didactiques suivants, la CREG estime que la proposition de calcul du prix de déséquilibre ne répond pas aux conditions de limites précitées :

- Imaginons que des fournisseurs de services d'équilibrage dans la zone de déséquilibre d'Elia offrent des offres d'énergie d'équilibrage ayant un volume inférieur à la largeur proposée de la *dead band*, à savoir 25 MW. Par exemple, imaginons que les deux offres les moins chères d'énergie d'équilibrage positif comportent une offre de 10 MW à 10 euros/MWh et une offre d'énergie d'équilibrage de 20 MW à 50 euros/MWh. Si par

simplicité, le système électrique belge était isolé (c.-à-d. il n'y a pas de capacité de transport disponible pour échanger l'énergie d'équilibrage), alors, en cas de déséquilibre de -20 MW le prix marginal pour l'énergie d'équilibrage sera égal à 50 euros/MWh¹⁵. Le calcul de la condition limite conformément à la décision ACER 18/2020 donne pour résultat un prix minimal de déséquilibre de 50 euros/MWh. Néanmoins, le prix de déséquilibre serait inférieur ou égal à 10 euros/MWh suite aux modalités proposées¹⁶ pour la *dead band*. Vu que le prix calculé de déséquilibre selon la proposition des T&C BRP est inférieur à la condition limite, la *dead band* ne satisfait donc pas à l'article 55 de l'EBGL.

- À titre de second exemple, supposons que la capacité de transport est suffisante entre la zone de déséquilibre d'Elia et l'étranger. Supposons à nouveau que les trois offres du paragraphe précédent sont proposées. Supposons également que le déséquilibre dans la zone de déséquilibre d'Elia est de -1 MW et que les besoins en déséquilibre à l'étranger génèrent un prix marginal transfrontalier de 100 euros/MWh. La *dead band* génère un prix de déséquilibre dans la zone de prix de déséquilibre d'Elia de 10 euros/MWh tandis que la condition limite énoncée à l'article 55 de l'EBGL exige un prix minimal de déséquilibre de 100 euros/MWh. Par conséquent, dans cet exemple également la *dead band* ne satisfait pas à l'article 55 de l'EBGL.

Article 3 du règlement (UE) 2019/943

110. L'article 3 du règlement (UE) 2019/943 liste tous les principes auxquels les marchés de l'électricité doivent satisfaire. Le point (m) de l'article 3 privilégie le principe d'un modèle d'appel efficace des ressources pour la production d'électricité, le stockage d'énergie et la participation active de la demande.

Tel qu'expliqué au paragraphe 98 de la présente décision, les plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage ont pour but d'optimiser l'appel de ressources d'équilibrage. Le prix marginal transfrontalier garantit que les acteurs du marché reçoivent tous l'incitation appropriée afin de fournir ou non de l'énergie d'équilibrage. Toute dérogation à la fixation du prix sur les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage perturbe ce modèle d'appel.

L'application de la *dead band* empêche les responsables d'équilibre de pouvoir réagir aux besoins de déséquilibre dans le système électrique (européen), tel que démontré dans les deux exemples du paragraphe 109 de la présente décision. Par conséquent, la *dead band* empêche que des ressources plus onéreuses d'équilibrage soient remplacées par des ressources meilleur marché, lesquelles sont présentes dans le périmètre des responsables d'équilibre, mais n'ont pas été proposées à la participation aux marchés d'équilibrage. La *dead band* empêche donc un modèle efficace d'appel des ressources en temps réel, via échanges de compensation du déséquilibre.

Toutefois, l'article 3.h du règlement (UE)2019/943 prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

¹⁵ Notez que l'offre la meilleur marché de 10 MW est complètement sélectionnée, et la seconde offre meilleur marché pour 10 MW est également sélectionnée. Ensemble, cela fait 20 MW qui sont sélectionnés, équivalents au besoin d'équilibrage. Le prix du marché est alors égal au prix d'offre le plus élevé parmi toutes les offres sélectionnées, à savoir 50 euros/MWh

¹⁶ L'offre la plus onéreuse d'énergie d'équilibrage négatif est supposée avoir ici un prix d'offre inférieur ou égal à l'offre la meilleur marché d'énergie d'équilibrage positif.

Considérations techniques

111. Par souci d'exhaustivité, la CREG fait encore valoir les considérations techniques suivantes concernant la *dead band*.

Le troisième argument avancé par Elia, à savoir qu'une *dead band* est nécessaire afin de stabiliser le signal de prix et tel que décrit au paragraphe 96(iii) de la présente décision, il n'y a pas de principe de calcul du prix de déséquilibre en vertu de l'article 44 de l'EBGL. De plus, Elia réfère à l'application de la fonction « maximum » et à la fonction « minimum » comme cause, selon Elia, de la discontinuité artificielle.

La CREG constate d'abord que l'application de la fonction « maximum » et « minimum » est consécutive à l'exécution des articles 9(1) et 9(2) de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020. La CREG constate également que ces fonctions sont utilisées pour calculer la condition limite, telle que visée à l'article 55 de l'EBGL. Par conséquent, la proposition de calcul du prix de déséquilibre d'Elia déroge aux composantes qui harmonisent le calcul du prix de déséquilibre. Cette dérogation ne peut en principe pas être acceptée par la CREG.

La CREG constate aussi que le calcul du prix de déséquilibre pour la participation à la plateforme européenne aFRR et pour la participation à la plateforme européenne mFRR, visé à l'article 30.2 de la proposition de modification des T&C BRP, présente un haut risque inhérent lié aux oscillations extrêmes, car le calcul du prix de déséquilibre lors d'un déséquilibre négatif (positif) repose uniquement sur les demandes aFRR positives (négatives) et sur les prix aFRR. Ce qui, contrairement à l'article 30.3 de la proposition de modification des T&C BRP, décrit la situation après participation à la plateforme européenne aFRR, qui repose sur toutes les demandes aFRR positives et négatives et sur tous les prix aFRR¹⁷ afin de calculer le prix de déséquilibre. Toutefois, la CREG constate qu'Elia ne propose aucune *dead band* dans le cadre du calcul du prix de déséquilibre à l'article 30.2 de la proposition de modification des T&C BRP.

Par ailleurs, la participation à la plateforme européenne aFRR augmente la liquidité sur le marché d'équilibrage connecté au niveau européen, ce qui contribue à son tour à la stabilisation du signal de prix. Si la stabilisation des oscillations dans le signal de prix n'est pas indispensable pour l'accès au moins à l'une des plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage, la CREG ne perçoit pas clairement pourquoi celle-ci est absolument indispensable après accès au moins à l'une des plateformes européennes, compte tenu du besoin inférieur raisonnablement attendu.

Un argument pourrait être que les limites techniques de prix sont plus extrêmes pour l'accès aux plateformes UE que pour l'échange d'énergie d'équilibrage. La CREG réfère aux paragraphes 50 et 51 de la présente décision pour sa réponse à ce sujet.

112. Outre ses remarques aux paragraphes 100 et 101 de la présente décision, la CREG souhaite faire valoir que le cinquième argument d'Elia tel que décrit au paragraphe 95(v) de la présente décision témoigne d'une différence de compréhension entre Elia et la CREG concernant l'intérêt pour les responsables d'équilibre en vue d'aider le système électrique à s'équilibrer sur base du signal du prix de déséquilibre (ci-après : « le modèle *d'équilibrage réactif* »).

Le modèle *d'équilibrage réactif* permet aux responsables d'équilibre de réagir aux prix de déséquilibre, dans le but de leur donner des incitations financières afin d'équilibrer le système électrique. Sans cette incitation financière, un responsable d'équilibre n'effectuera pas *d'équilibrage réactif*. Les responsables d'équilibre réagiront afin d'équilibrer le système électrique

¹⁷ Pour la détermination de la largeur de la « *dead band* » en partie 6.3 de la note explicative, Elia a décrété le principe selon lequel mFRR ne peut pas être activé. Par conséquent, la CREG suppose dans la présente considération que seules des activations aFRR du prix de déséquilibre seraient effectuées.

uniquement si le prix réel de déséquilibre, qu'ils reçoivent à cette fin, est suffisamment élevé pour justifier le coûté associé à l'utilisation de ressources au sein de leur périmètre. En appliquant la *dead band*, Elia prive de cette incitation financière les responsables d'équilibre qui ont équilibré le système électrique. Par conséquent, les responsables d'équilibre vont tenter de limiter le risque lié à l'abandon de cette incitation financière en réagissant justement moins aux prix transfrontaliers du marché. Avec une *dead band*, les responsables d'équilibre aideront donc moins le système électrique à s'équilibrer.

113. Enfin, et en réplique aux arguments d'Elia tels qu'expliqués au paragraphe 95 de la présente décision, la CREG fait remarquer que la *dead band* n'est pas uniquement d'application pour les producteurs de sources d'énergie renouvelables. Elia réfère à l'article 3.1 (g) de l'EBGL, tandis qu'il faut également prendre en compte l'article 55 de l'EBGL. Pour plus de clarté, la CREG estime que pareille mesure est impossible dans le contexte du calcul du prix de déséquilibre, et réfère à ce sujet notamment aux paragraphes 108 et 109 de la présente décision.

Réplique de la CREG à la réponse d'Elia concernant la *dead band* sur l'argumentation de la CREG expliquée dans sa décision (B)2554 (annexe 5 à la présente décision)

114. Elia affirme que la *dead band* est nécessaire pour satisfaire à l'exigence de l'article 6.5 du règlement (UE) 2019/943, à savoir que : « *les déséquilibres sont réglés à un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie.* » (paragraphe 95 de la présente décision).

Le principe prévu à l'article 6.5 du règlement (UE) 2019/943 est aussi énoncé à l'article 44.1 b) de l'EBGL. Ce faisant, la CREG estime que l'on ne peut affirmer que l'EBGL et/ou l'article 6.5 du règlement (UE) 2019/943 se contrediraient.

La décision ACER 18/2020 ne contient pas non plus de dispositions qui autoriseraient l'application d'une *dead band*.

Les articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL proposent en outre des conditions limites minimales (maximales) pour le prix de déséquilibre en cas d'énergie d'équilibrage positive (négative) activée. Ces conditions limites découlent directement des prix marginaux transfrontaliers qui sont fixés sur les plateformes européennes.

115. Elia argumente également que, pour un « *Bloc LFC d'Elia presque équilibré* », les prix marginaux transfrontaliers ne refléteraient pas cette situation de déséquilibre presque équilibré. C'est pourquoi Elia affirme que, en l'application de l'article 44.1, a) de l'EBGL¹⁸, la *dead band* refléterait mieux le Bloc LFC d'Elia presque équilibré.

La CREG rappelle que le processus de règlement visé à l'article 44 de l'EBGL est destiné à une situation à partir de l'accès aux plateformes européennes et qu'il faut donc centrer l'approche sur la situation de déséquilibre au niveau européen, dont les prix de déséquilibre sont reflétés par les prix marginaux transfrontaliers. L'accès aux plateformes européennes interdit une approche centrée sur le déséquilibre limité au Bloc LFC d'Elia.

La CREG fait le parallèle avec le marché journalier et le marché infrajournalier déjà présents au niveau européen. Lorsqu'il y a des besoins élevés de fourniture d'électricité à l'étranger, ces besoins seront aussi reflétés dans les prix du marché journalier belge. Vu le mécanisme de couplage du marché *basé sur le flux*, même la capacité limitée de transport à l'étranger sera reflétée dans les prix du marché journalier belge.

¹⁸ Article 44.1 de l'EBGL : Grâce aux processus de règlement : a) les signaux économiques adéquats sont donnés, lesquels reflètent le déséquilibre ;

La CREG fait également le parallèle avec l'application actuelle de compensation de déséquilibre. Celle-ci dissocie déjà la taille du déséquilibre d'un Bloc LFC individuel et les prix pour l'énergie d'équilibrage activée. Une même taille de déséquilibre d'un Bloc LFC individuel se traduira par des prix d'autant plus bas de déséquilibre au fil de la compensation de déséquilibre en cours. L'EBGL prévoit une évolution ultérieure de ce découplage en autorisant par ailleurs, aussi l'échange transfrontalier d'énergie d'équilibrage. La CREG estime que la *dead band* empêche cette évolution ultérieure.

Vu les deux parallèles effectués ci-dessus, la CREG estime que la situation locale de déséquilibre n'est pas pertinente sur un marché d'équilibrage au niveau européen. La situation de déséquilibre dans le système électrique européen détermine la valeur en temps réel de l'énergie, et celle-ci est reflétée via les prix marginaux transfrontaliers fixés sur les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage.

Enfin, la CREG fait valoir que l'interprétation selon laquelle les prix marginaux transfrontaliers offrent en temps réel les signaux les plus précis sur la valeur de l'énergie, est cohérente avec les exigences du système électrique européen, telles que visées dans le SOGL.

L'article 143(1) du Titre 3 de la Partie IV du SOGL stipule qu'un GRT doit exécuter le processus de restauration de la fréquence afin de réguler la FRCE vers zéro. Afin de le faire, le GRT dispose de l'énergie d'équilibrage FRR via les plateformes européennes. L'énergie d'équilibrage FRR peut donc être activée tant à titre local qu'à titre transfrontalier, conformément au chapitre 3 du Titre 8 de la Partie IV du SOGL. De plus, le GRT dispose aussi de compensation de déséquilibre.

Si la FRCE est ramenée à zéro grâce à l'activation FRR transfrontalière via les plateformes européennes FRR et/ou grâce à la compensation de déséquilibre, un GRT ne doit plus entreprendre d'autres actions vu que l'objectif du processus de restauration de la fréquence a été atteint. Les plateformes européennes FRR utilisent en effet les ressources d'équilibrage disponibles de manière optimale afin de ramener la FRCE à zéro, et ce, après avoir pris en compte la compensation de déséquilibre. Ce modèle d'appel optimal des ressources se traduit dans les prix marginaux transfrontaliers. Vu que ces prix marginaux transfrontaliers stimulent tous les acteurs du marché à activer les volumes nécessaires, ces prix marginaux transfrontaliers doivent aussi être reflétés dans le prix de déséquilibre afin d'éviter des incitations perturbatrices. En d'autres mots, il n'est pas indispensable, et il serait même contre-productif, d'appliquer des incitations ou des mesures supplémentaires en vue d'empêcher des échanges transfrontaliers au sein du processus de compensation de déséquilibre et/ou du processus de restauration de la fréquence.

Conclusion

116. Sur la base de ce qui est exposé aux paragraphes 97 à 115 de la présente décision, et en particulier aux paragraphes 108 et 109 de la présente décision, la CREG demande à Elia, en application de l'article 6.1 de l'EBGL, de lui soumettre une proposition modifiée de T&C BRP où le principe selon lequel le résultat final du calcul du prix de déséquilibre en appliquant la *dead band* satisfait aux conditions de limites visées aux articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL. La CREG demande à Elia d'inclure explicitement le calcul et l'application des conditions frontalières dans une proposition modifiée de T&C BRP.

Vu le paragraphe 72 de la présente décision sur le plan d'évaluation, la CREG demande que, comme Elia le propose elle-même à l'article 2.2 « Plan d'implémentation », le plan d'évaluation comprenne des critères permettant d'évaluer les observations faites par la CREG sur la *dead band*, compte tenu du principe énoncé à l'article 3.h du règlement (UE) 2019/943 qui prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés.

3.2.4.3.3. Réplique de la CREG à la proposition d'Elia concernant le *cap & floor*

Effet attendu au regard des objectifs du règlement

117. La CREG lit à l'article 3 « Effet attendu au regard des objectifs du règlement » des T&C BRP :

« (d) vu que la composante principale du prix de déséquilibre se fonde dans un premier temps sur les prix marginaux transfrontaliers des plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage et vu que l'application d'un « cap » (ou prix plafond) et d'un « floor » (ou prix plancher) pour le calcul du prix de déséquilibre permettent d'éviter d'inciter les responsables d'équilibre d'aggraver le déséquilibre du système dans la zone de régulation belge, cela va accroître l'efficacité du maintien et du rétablissement de l'équilibre et contribuera à une intégration des marchés d'équilibrage tout en garantissant la sécurité d'exploitation, tels que visés à l'article 3(1)(b) et à l'article 3(1)(c) du présent règlement. »

118. En référence au paragraphe 93 de la présente décision, en particulier au point (iv), la CREG lit dans la note explicative (annexe 2 de la présente décision) que le *cap & floor* a pour intention d'éviter que les responsables d'équilibre belges ne réagissent à un signal de prix européen au détriment du déséquilibre du système belge étant la zone LFC dont Elia est responsable. Elia affirme que chaque zone LFC individuelle doit être en équilibre, et que cela est irréalisable sans l'application d'un *cap & floor* dans la zone LFC, qui applique un modèle *d'équilibrage réactif*.

Un modèle *d'équilibrage réactif* encourage les responsables d'équilibre à aider le système électrique (européen) à s'équilibrer en réagissant au prix de déséquilibre. Selon Elia, la combinaison d'un modèle *d'équilibrage réactif* avec des incitations transfrontalières conduirait à une réaction des responsables d'équilibre laquelle détériorerait le déséquilibre du système belge, car le système électrique européen bénéficie d'une aide au rééquilibrage.

Selon Elia, ceci est impossible pour deux raisons : (1) cela entraînerait un réseau électrique encore plus tendu suite aux congestions en temps réel et (2) une hausse des coûts pour la constitution de la capacité d'équilibrage FRR.

Le réseau électrique plus tendu suite aux congestions compromettrait selon Elia la sécurité de son réseau. Elia réfère à ce sujet à deux études indépendantes qu'elle a fait mener à ce sujet.

Elia invoque donc l'application du *cap & floor* pour la sécurité du système belge.

Vérification de la proposition par rapport aux objectifs de l'EBGL

119. La CREG réfère à son explication aux paragraphes 99 et 101 de la présente décision, qui sont aussi d'application sur le *cap & floor* (article 44.1(a) et 44.1(c) de l'EBGL)

La CREG réfère aussi à son explication sur la création de règles du jeu inégales entre responsables d'équilibre et fournisseurs de services d'équilibrage, aux paragraphes 104 et 105 de la présente décision (article 44.1(f) et 44.1(g) de l'EBGL).

120. La CREG affirme en outre qu'en appliquant le *cap & floor*, Elia prive les responsables d'équilibre des opportunités de générer des revenus en apportant leur aide à l'équilibrage du système électrique européen (article 17.1 de l'EBGL).

En revanche, un fournisseur de services d'équilibrage dispose de ces opportunités, ce qui crée des règles de jeu inégales entre responsables d'équilibre et fournisseurs de services d'équilibrage. La contribution à l'équilibrage fournie par un responsable d'équilibre via *l'équilibrage réactif* que ce soit ou non via participation active de la demande est privée de libre concurrence avec la contribution à l'équilibrage fournie par le fournisseur de services d'équilibrage en raison de l'application du *cap & floor*.

121. La CREG réfère aussi à son explication au paragraphe 107 de la présente décision (article 44.1 i) de l'EBGL). Le *cap & floor* poussera toujours Elia à facturer des coûts plus élevés (ou des revenus plus bas, selon le sens de la position du responsable d'équilibre) aux responsables d'équilibre que les coûts réels (ou revenus) auxquels Elia est exposée. Par conséquent, le *cap & floor* sape la neutralité financière du GRT par rapport à la situation sans *cap & floor*, ce qui ne conduit donc pas à plus de neutralité financière.

122. La CREG estime à cet instant que les autres principes visés à l'article 44.1 de l'EBGL, en particulier à l'article 44.1 (b), (d), (e) et (h), ne sont pas influencés par l'application d'un *cap & floor*. Autrement dit, l'application du *cap & floor* sur le calcul du prix de déséquilibre après accès aux plateformes UE n'aggrave ni n'améliore la réalisation de ces principes. Ils n'offrent donc aucune motivation pour l'application du *cap & floor*.

Considérations techniques

123. La CREG constate qu'Elia a une autre compréhension du rôle des réserves de restauration de la fréquence et de la répartition de la zone synchrone de l'Europe continentale en plusieurs zones LFC.

La CREG réfère à ce sujet à la définition des réserves de restauration de la fréquence, visée à l'article 3(7) du SOGL afin d'en connaître le champ d'application, à savoir (soulignage par la CREG) : « *réserves de puissance active qui sont disponibles afin de restaurer la fréquence nominale du système et afin, pour une zone synchrone qui comporte plus d'une zone LFC, de rétablir la valeur prévue pour l'équilibre de puissance. »*

La qualité de la fréquence vaut pour l'ensemble de la zone synchrone, conformément à l'article 127 du SOGL. Donc, le mot « système » dans le terme « fréquence du système », tel qu'utilisé dans la définition des réserves de restauration de la fréquence, réfère au système électrique dans la zone synchrone de l'Europe continentale, et pas uniquement au système électrique belge.

De même, la référence aux accords entre tous les GRT présents dans la zone synchrone, dans le Titre 3 du SOGL fixant le cadre pour la structure de contrôle de fréquence de charge qui doit rétablir l'équilibre de puissance. Il en découle que la qualité de fréquence vaut pour l'ensemble de la zone synchrone.

124. Par ailleurs, la CREG constate qu'Elia a une autre compréhension de l'objectif du processus de restauration de la fréquence et de la structure d'activation du processus.

En l'application de l'article 140 du SOGL, la structure d'activation du processus dans le Bloc LFC d'Elia se compose actuellement d'un processus de stabilisation de la fréquence, d'un processus de restauration de la fréquence et d'un processus de compensation de déséquilibre. Après participation aux plateformes UE, Elia y ajoute un processus d'activation pour FRR transfrontalier.

L'article 143(1) du SOGL stipule que l'utilisation de FRR dans le processus de restauration de la fréquence a pour but de réguler la FRCE vers zéro. La FRCE est définie à l'article 3(43) du SOGL comme étant « *l'ACE d'une zone LFC* », l'ACE étant défini à l'article 3(19) du SOGL, à savoir : « *la différence entre l'échange de puissance réelle et le programme de régulation*. »

Formulé autrement, l'objectif de l'utilisation de FRR n'est pas de ramener à zéro le déséquilibre dans une zone LFC individuelle, mais de réduire à zéro l'écart de puissance résiduelle, c.-à-d. après prise en compte des échanges de puissance de restauration de la fréquence et des échanges de puissance de compensation du déséquilibre. En atteste aussi la définition à l'article 3(138) du SOGL qui stipule que ces échanges doivent explicitement être additionnés en cas de FRCE pour calculer le déséquilibre d'un bloc LFC.

125. En référence au paragraphe 115 de la présente décision, les échanges de puissance de restauration de la fréquence sont optimisés par les plateformes européennes FRR, en tenant

compte des échanges de puissance de compensation du déséquilibre. Une exposition la plus complète possible aux prix marginaux transfrontaliers, qui sont fixés sur ces plateformes européennes FRR, stimule tous les fournisseurs de services d'équilibrage et tous les responsables d'équilibre à respecter maximalelement cette solution optimale des plateformes européennes FRR.

Si des fournisseurs de services d'équilibrage et/ou des responsables d'équilibre dérogeaient à cette solution, cela créerait des déséquilibres supplémentaires dans le système électrique. Ces déséquilibres supplémentaires servent alors à nouveau d'importation avant d'optimiser les échanges de puissance par les plateformes européennes FRR. Par conséquent, les prix marginaux transfrontaliers changent afin de refléter les nouveaux besoins de déséquilibre européens. En l'absence de dérogations ultérieures des fournisseurs de services d'équilibrage et/ou des responsables d'équilibre, ces prix marginaux transfrontaliers des FRCE seront de la manière la plus efficace ramenés à zéro dans toutes les zones de déséquilibre.

126. La CREG en déduit de ce qui précède que la FRCE ne s'aggrave pas tant que des ressources d'énergie d'équilibrage FRR suffisantes et/ou une capacité de transport transfrontalier sont disponibles afin de gérer les changements des déséquilibres du responsable d'équilibre via le processus de restauration de la fréquence et le processus de compensation de déséquilibre. Vu que la FRCE ne s'aggrave pas, la réaction des responsables d'équilibre suite au prix de déséquilibre n'a pas d'incidence sur l'objectif du processus de restauration de la fréquence. En revanche, il y a une incidence sur les échanges de puissance, en ce sens que ceux-ci deviennent plus efficaces. Par conséquent, la CREG n'est pas convaincue quant à la nécessité d'un *cap & floor* en raison de l'incidence des réactions du responsable d'équilibre aux incitations transfrontalières au regard de l'objectif du processus de restauration de la fréquence (voir paragraphe 117 de la présente décision). La CREG pense plutôt que les réactions du responsable d'équilibre, qui sont actuellement empêchées par le *cap & floor*, contribueraient à la structure d'activation du processus via le processus de compensation de déséquilibre.

127. Concernant l'argument d'Elia selon lequel le *cap & floor* évite des congestions en temps réel, Elia réfère aux conclusions de deux études (annexe 5 à la présente décision).

La CREG fait remarquer que les responsables d'équilibre réagissent au prix de déséquilibre même dans un contexte national isolé. Même dans ce contexte d'un marché d'équilibrage national, les réactions du responsable d'équilibre entraînent des flux qui ont une incidence sur l'utilisation de la capacité de transport transfrontalière. La CREG fait notamment remarquer que par le passé aucune capacité de transport transfrontalière n'était disponible dans le délai d'équilibrage, tant pour l'exportation que pour l'importation, et ce, tandis que la FRCE n'était pas à zéro dans le Bloc LFC d'Elia. Cette FRCE a entraîné des flux sur les lignes de transport transfrontalières sans que la capacité de transport commerciale ne soit disponible. Autrement dit, ces situations auraient en principe aussi dû produire des congestions en temps réel, tandis que la sécurité du réseau d'Elia n'était pas comprise.

Se référant au paragraphe 111, le calcul du prix de déséquilibre pour la participation à la plateforme européenne aFRR et pour la participation à la plateforme européenne mFRR, visé à l'article 30.2 de la proposition de modification des T&C BRP, contient un haut risque inhérent lié aux oscillations extrêmes. Il incombe à Elia de démontrer pourquoi la participation aux plateformes UE augmenterait le risque de congestions en temps réel sans l'application de *cap & floor* au point de compromettre la sécurité de son réseau, et ce, contrairement au risque actuel acceptable de congestions en temps réel. Cette argumentation faisant défaut, la CREG estime l'argument d'Elia comme insuffisamment convaincant.

128. De plus, la CREG fait remarquer que la FRCE est gérable par Elia, et ce, via l'utilisation des ressources FRR disponibles.

Une FRCE positive est compensée par l'activation d'énergie d'équilibrage négative et une FRCE négative est compensée par l'activation d'énergie d'équilibrage positive. L'énergie d'équilibrage disponible au minimum nécessaire est calculée sur la base des FRCE et des déséquilibres observés dans le Bloc LFC d'Elia, via la méthodologie de dimensionnement, conformément à l'article 157 du SOGL.

Si les FRCE et/ou les déséquilibres dans le Bloc LFC d'Elia devaient augmenter sans l'application de *cap & floor*, alors l'énergie d'équilibrage disponible augmenterait également grâce à cette méthodologie de dimensionnement.

Une application permanente d'un *cap & floor* limite, selon la CREG, les responsables d'équilibre en dérogeant au calcul du prix de déséquilibre visé dans la décision ACER 18/2020, et ce, tandis que la sécurité du système d'Elia n'est pas affectée suite aux actualisations du calcul de l'énergie d'équilibrage nécessaire disponible dans le cadre des règles de dimensionnement. Cette affirmation rejoint la conclusion du second expert cité par Elia en page 13 de sa note d'accompagnement¹⁹ (annexe 5 à la présente décision). Par conséquent, l'argument de la sécurité du système, si pertinent, est de nature tout au plus temporaire. Le plan d'évaluation devra offrir une réponse définitive à ce sujet.

129. Concernant l'argument d'Elia selon lequel les coûts pour la constitution de réserves FRR augmenteraient sans *cap & floor* après participation aux plateformes UE, la CREG constate que minimiser les coûts de réservation n'est pas un objectif isolé de l'EBGL.

L'article 3.2 c) de l'EBGL avance comme objectif : « une optimisation entre l'efficacité totale la plus élevée et les coûts totaux les plus bas pour toutes les parties prenantes ». Le *cap & floor* augmente les coûts pour les responsables d'équilibre, en adaptant le prix de déséquilibre à leur désavantage et réduit l'efficacité de l'équilibrage, en réduisant la participation des ressources pour l'équilibrage du système, tel qu'expliqué aux paragraphes 119 à 121 inclus de la présente décision. Il convient par conséquent d'évaluer l'incidence d'un *cap & floor* sur les coûts totaux du système, à savoir la hausse possible des coûts de réservation moins la hausse des avantages dus aux gains d'efficacité, et la baisse des coûts pour les responsables d'équilibre. Le plan d'évaluation devra offrir une réponse définitive à ce sujet.

Réplique de la CREG à la réponse d'Elia concernant le *cap & floor* sur l'argumentation de la CREG expliquée dans sa décision (B)2554 (annexe 5 à la présente décision)

130. Elia affirme que l'article 3 du règlement (UE) 2019/943 n'est pas d'application afin d'évaluer le *cap & floor*.

Elia s'appuie à ce sujet sur le fait que le GRT résoudrait uniquement le déséquilibre résiduel et facture ensuite ce service aux responsables d'équilibre. En d'autres mots, selon Elia, les responsables d'équilibre paient un tarif et non pas un prix d'électricité fondé sur le marché.

Elia affirme aussi que les responsables d'équilibre doivent satisfaire à leur obligation en vertu de l'article 17.1 de l'EBGL. Par conséquent, Elia estime que le calcul du prix de déséquilibre ne relève pas du périmètre du « marché de l'électricité » visé à l'article 3 du règlement (UE) 2019/943.

131. L'article 3 du règlement (UE) 2019/943 énumère les principes relatifs à la gestion des marchés de l'électricité. Relève de la gestion du marché de l'électricité : l'organisation du marché d'équilibrage aux fins de donner d'une manière objective, non discriminatoire et transparente aux acteurs du marché l'accès aux réseaux de transmission. Le marché d'équilibrage doit répondre aux

¹⁹ La réponse du second expert a été jointe en annexe 2 à la note d'accompagnement qu'Elia a déposée en annexe 5 de sa demande d'approbation, intitulée « CREG's proposal for the calculation of the imbalance settlement price ».

principes expliqués à l'article 6 du règlement (UE) 2019/943. La responsabilité d'équilibrage (article 5 du règlement (UE) 2019/943) en fait également partie. Enfin, les prix de déséquilibre doivent aussi satisfaire aux exigences de l'article 10 du règlement (UE) 2019/943. Les articles mentionnés sont tous repris sous l'intitulé « Prescriptions générales pour le marché de l'électricité ». Il est difficile d'en conclure que le calcul du prix de déséquilibre ne relèverait pas du périmètre de ce Titre.

132. Elia réfère au considérant 12 du règlement (UE) 2019/943 afin de démontrer que l'application du *cap & floor* serait exigée. Ce considérant affirme que : « *Les articles 18, 30 et 32 du règlement (UE) 2017/2195 prévoient que la méthode de fixation du prix pour les produits tant standard que spécifiques pour l'énergie d'équilibrage devrait créer des incitations pour les acteurs du marché à maintenir ou aider à rétablir l'équilibre du système électrique dans leur zone de prix du déséquilibre, et à réduire les déséquilibres sur le système électrique ainsi que les coûts pour la société. Cette approche de la fixation du prix devrait viser une utilisation économiquement efficace de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage dans le respect des limites de la sécurité d'exploitation.* »

La CREG constate que le champ d'application de ce considérant porte que la méthodologie de prix pour produits tant standard que spécifiques pour l'énergie d'équilibrage qui sont négociés sur les plateformes européennes FRR. Par conséquent, ce considérant n'est pas d'application dans le présent cas, à savoir le règlement du prix de déséquilibre.

La CREG rappelle que l'objectif du considérant 12 est de limiter les coûts pour la société. Elle vise également l'utilisation économiquement efficace des ressources d'équilibrage. Ces objectifs correspondent aux principes défendus dans la présente décision, et en particulier aux paragraphes 125, 126, et 129 de la présente décision.

133. Elia réfère aussi à l'interprétation de l'article 44.1 c) de l'EBGL en vertu duquel les T&C BRP les plus récemment approuvées sont adoptées.

La CREG fait remarquer que les T&C BRP dernièrement approuvées couvrent uniquement la situation **sans** participation aux plateformes européennes FRR. Tant qu'aucune ressource transfrontalière FRR ne s'est activée et tant qu'il n'y a pas d'intégration ou de couplage du prix des marchés nationaux d'énergie d'équilibrage, l'interprétation selon laquelle le système électrique que les responsables d'équilibre belges aident à équilibrer se limite à la zone de contrôle belge gérée par Elia.

La CREG réfère de plus aussi au paragraphe 87 de la présente décision pour rappeler que les T&C BRP approuvées ne contiennent pas d'incitations qui encouragent les échanges de compensation du déséquilibre.

134. Enfin, Elia associe les définitions de « *aggravating imbalance* » et de « *non-aggravating imbalance* » à une acceptation implicite par ACER du *cap & floor*.

La CREG fait remarquer que ces définitions ne sont pas utilisées pour la fixation du prix de déséquilibre visée à l'article 9 de la décision ACER 18/2020. Ces définitions sont utilisées uniquement dans le contexte de double tarification en vertu de l'article 11 de la décision ACER 18/2020.

Cependant, Elia ne propose pas de double tarification, mais une tarification unique. De plus, Elia ne peut pas admettre que les conclusions qui sont pertinentes pour le champ d'application de la tarification unique découleraient simplement du champ d'application de la double tarification. Les définitions de « *aggravating* » ou de « *non-aggravating* » ne sont donc pas non plus extrapolables au contexte actuel.

Par conséquent, la CREG n'est pas d'accord avec l'interprétation d'Elia selon laquelle après accès à l'une des plateformes UE, les responsables d'équilibre ne devraient aider à équilibrer que le système électrique local.

135. Elia signale dans sa note d'accompagnement aussi le manquement suite à la non-harmonisation des stratégies d'activation des GRT individuels. Elia fait valoir que les diverses stratégies d'activation qui sont appliquées par les GRT rendent impossible le fait de faire refléter au prix de déséquilibre la situation européenne de déséquilibre. Elia fait remarquer que, si les GRT ne compensent pas les déséquilibres et si les GRT activent les ressources mFRR plutôt qu'aFRR, il est impossible de refléter la situation européenne de déséquilibre.

La CREG constate d'abord que les GRT participent tous au processus de compensation de déséquilibre, ce qui en pratique compense les déséquilibres de toutes les zones de déséquilibre. Deuxièmement, la CREG fait remarquer que les GRT doivent équilibrer efficacement en vertu de l'article 3.1(b) de l'EBGL. Si des GRT identifient que la diversité actuelle en stratégies d'activation donnait des incitations inefficaces aux fournisseurs de services d'équilibrage, aux responsables d'équilibre et/ou aux GRT, les GRT doivent dans un premier temps harmoniser les stratégies d'activation entre elles plutôt que de conserver le manque de coordination entre GRT et de l'utiliser comme argument afin de déroger au calcul harmonisé du prix de déséquilibre.

Enfin, la CREG estime que cette remarque doit être examinée par Elia au sein de l'ENTSO-E pour ensuite soumettre à ce sujet une proposition commune à ACER. Ce manquement invoqué ne peut, selon la CREG, pas justifier une permission de déroger à la décision ACER 18/2020.

136. Elia argumente que le calcul du prix de déséquilibre, tel que fixé dans la décision ACER 18/2020, sans *cap & floor* ne correspondrait pas à certains articles de l'EBGL, dont l'article 44.1. Elia illustre cet argument par deux exemples. Dans les deux exemples, Elia remet en question le couplage de prix avec d'autres zones de prix de déséquilibre, parce que les prix marginaux transfrontaliers ne refléteraient plus la situation nationale isolée de déséquilibre, mais la situation de déséquilibre au niveau européen.

En réponse aux deux exemples, la CREG réfère notamment aux paragraphes 115 et 119 à 126 inclus de la présente décision. Par ces paragraphes, la CREG affirme que l'exposition à la (1) situation européenne de déséquilibre, (2) aux signaux de prix fixés au niveau européen, et aux (3) échanges européens de puissance ou aux échanges européens de compensation du déséquilibre est consécutive à l'entrée en vigueur de l'EBGL. Concrètement, la situation de déséquilibre sur le marché d'équilibrage au niveau européen qui détermine la valeur en temps réel de l'énergie plutôt qu'un prix de référence du marché d'un marché intrajournalier déjà échu au niveau européen.

Par ailleurs, la CREG fait remarquer que les deux exemples que donne Elia supposent une situation de pénurie sur le marché d'énergie d'équilibrage aFRR, suite à un besoin de déséquilibre à l'étranger. Dans ce cadre, la CREG réfère au paragraphe 128 de la présente décision, qui décrit le mécanisme qui fait changer la liquidité des marchés d'équilibrage en fonction des besoins de déséquilibre. Ce mécanisme est d'application sur tous les GRT en Europe. Par conséquent, pareille situation serait de nature tout au plus temporaire.

La CREG réfère aussi au paragraphe 135 de la présente décision, qui concerne les stratégies d'activation non coordonnées des GRT. Au lieu d'activer aFRR *at any price*, les GRT peuvent prendre en compte des prix marginaux transfrontaliers afin de faire appel aux ressources d'équilibrage de la manière économiquement la plus efficace.

De plus, les deux exemples nient les réactions des responsables d'équilibre. En référence aux paragraphes 119 en 120, les responsables d'équilibre réagiront à des prix élevés de déséquilibre en faisant appel à des ressources supplémentaires, et ce faisant, ils contribueront à un équilibrage efficace du système électrique européen. En exposant les responsables d'équilibre via le prix de déséquilibre aux prix marginaux transfrontaliers du marché, cet équilibrage (économiquement) efficace sera encore plus effectif.

Outre le fait qu'à l'encontre de la décision ACER 18/2020 Elia n'a déposé aucune demande pour adopter le concept de *cap & floor* comme importantes composantes du calcul du prix de déséquilibre, Elia ne démontre pas de façon convaincante pourquoi l'application du *cap & floor* dans le Bloc LFC d'Elia, ferait correspondre la décision ACER 18/2020 à ces articles de l'EBGL.

Si Elia n'était pas d'accord avec les affirmations de la CREG, à savoir la conformité de la décision ACER 18/2020 à l'EBGL, Elia peut alors l'examiner auprès de l'ENTSO-E pour ensuite soumettre une proposition commune à ACER. Le manquement invoqué ne peut justifier une permission de déroger à la décision ACER 18/2020.

Enfin, la CREG constate qu'Elia est d'accord avec le fait que l'application du *cap & floor* entraîne un delta positif de la marge d'équilibrage pour Elia (cf. page 12 de l'annexe 5 à la présente décision). La CREG réfère à ce sujet aussi à la neutralité financière décrite au paragraphe 121 de la présente décision.

Conclusion

137. Compte tenu du paragraphe 67 de la présente décision, la CREG approuve les modifications proposées à l'article 30.3 des T&C BRP, concernant le *cap & floor*, étant entendu, vu le paragraphe 72 de la présente décision concernant le plan d'évaluation, que le plan d'évaluation énonce des critères qui permettent d'évaluer les remarques formulées par la CREG concernant le *cap & floor*. En d'autres termes, pourquoi une dérogation temporaire aux articles 9(1) et 9(2) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020 est nécessaire. Cela signifie que le plan d'évaluation, tel que proposé par Elia elle-même à l'article 2.2 « Plan d'implémentation » (voir paragraphes 69 et 70 de la présente décision), doit pouvoir démontrer pourquoi un assouplissement progressif des *cap et floor* n'est pas possible. En effet, l'article 3.h du règlement (UE)2019/943 prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés.

3.2.4.4. L'article 30.4 de la proposition : calcul du MIP et du MDP avant l'aFRR Go Live UE et après le mFRR Technical Go Live

3.2.4.4.1. Proposition d'Elia

138. Elia propose les mêmes modalités et conditions que celles décrites à l'article 30.3 des T&C BRP et telles que décrites aux paragraphes 89 au 94 inclus de la présente décision, moyennant trois adaptations.

Primo, étant donné que le sujet de l'article 30.4 des T&C BRP d'Elia ne suppose aucune participation à la plateforme européenne aFRR, les paramètres utilisés reflètent les volumes et les prix fixés au niveau national, lors du calcul de la contribution d'aFRR à la composante standard du prix de déséquilibre. Ces paramètres fixés au niveau national remplacent les volumes aFRR et les prix transfrontaliers fixés au niveau européen auxquels référence est faite aux paragraphes 90(i) et 93(i) de la présente décision.

Deuxièmement, étant donné que le sujet de l'article 30.4 de la proposition d'Elia suppose par ailleurs aussi une participation à la plateforme européenne mFRR, les paramètres utilisés reflètent les prix transfrontaliers lors du calcul de la contribution de mFRR à la composante standard du prix de déséquilibre. Ces paramètres fixés au niveau européen remplacent les prix fixés au niveau national des offres d'énergie d'équilibrage mFRR auxquels référence est faite aux paragraphes 90(ii) et 93(ii) de la présente décision.

Troisièmement, les composantes auxquelles référence est faite aux paragraphes 90(iii) et 93(iii) de la présente décision sont supprimées étant donné que l'activation de mFRR via le partage de réserves s'effectue aussi via la plateforme européenne mFRR.

Elia ne propose aucun mécanisme *fall back* si elle perd la connexion avec la plateforme européenne mFRR.

3.2.4.4.2. *Réplique de la CREG à la proposition d'Elia concernant l'article 30.4 des T&C BRP*

139. La CREG constate que la proposition à l'article 30.4 des T&C BRP applique aussi les concepts de « *dead band* » et de « *cap & floor* ». Par conséquent, la réplique donnée par la CREG sous l'article 30.3 des T&C BRP concernant la vérification au regard des objectifs et principes de l'EBGL, du règlement (UE) 2019/943, de la décision ACER 18/2020, et des conclusions sur la « *dead band* » et le « *cap & floor* » sont aussi d'application sur l'article 30.4 des T&C BRP.

Conclusion

140. Sur la base du paragraphe 139 de la présente décision, la CREG demande à Elia, en application de l'article 6.1 de l'EBGL, d'introduire une proposition modifiée de T&C BRP selon laquelle le principe selon lequel le résultat final du calcul du prix de déséquilibre, y compris en appliquant la *dead band*, satisfait aux conditions de limites visées aux articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL. La CREG demande à Elia d'inclure donc explicitement le calcul et l'application des conditions de limites dans une proposition modifiée de T&C BRP.

Vu le paragraphe 72 de la présente décision relative au plan d'évaluation, la CREG demande que le plan d'évaluation comprenne des critères permettant d'évaluer les observations faites par la CREG sur la *dead band*, compte tenu de l'article 3.h du règlement (UE) 2019/943, qui pose comme principe que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

Tenant compte du paragraphe 67 de la présente décision, la CREG approuve les modifications proposées à l'article 30.4 des T&C BRP concernant les *cap & floor*, étant entendu que, vu le paragraphe 72 de la présente décision concernant le plan d'évaluation, des critères permettant d'évaluer les commentaires formulés par la CREG concernant les *cap & floor* sont inclus dans le plan d'évaluation. En d'autres termes, pourquoi une dérogation temporaire aux articles 9(1) et 9(2) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020 est nécessaire. Cela signifie également que le plan d'évaluation, tel que proposé par Elia elle-même à l'article 2.2 « Plan d'implémentation » (voir paragraphes 69 et 70 de la présente décision), doit pouvoir démontrer pourquoi un assouplissement progressif du *cap & floor* n'est pas possible. En effet, l'article 3.h du règlement (UE)2019/943 prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés.

3.2.4.5. *L'article 30.5 de la proposition : calcul du MIP et du MDP après l'aFRR Go Live UE et après le mFRR Technical Go Live*

3.2.4.5.1. *Proposition d'Elia*

141. Elia propose les mêmes modalités et conditions que celles décrites à l'article 30.3 des T&C BRP, moyennant une seule adaptation.

Vu que cet article suppose une participation à la plateforme européenne aFRR et à la plateforme européenne mFRR, Elia propose un calcul du prix de déséquilibre en décrivant la contribution de l'aFRR à la composante standard du prix de déséquilibre telle que décrite à l'article 30.3 des T&C BRP (et décrite à la section 3.2.4.3 de la présente décision) et en décrivant la contribution du mFRR à la composante standard du prix de déséquilibre telle que décrite à l'article 30.4 des T&C BRP (et décrite à la section 3.2.4.4 de la présente décision).

3.2.4.5.2. *Réplique de la CREG à la proposition d'Elia expliquée à l'article 30.5 des T&C BRP*

142. La CREG constate que la proposition à l'article 30.5 des T&C BRP applique aussi les concepts de « *dead band* » et de « *cap & floor* ». Par conséquent, la réplique donnée par la CREG sous l'article 30.3 des T&C BRP concernant la vérification au regard des objectifs et principes de l'EBGL, du règlement (UE) 2019/943, de la décision ACER 18/2020, et des conclusions sont aussi d'application sur l'article 30.5 des T&C BRP.

Conclusion

143. Vu le paragraphe 142 de la présente décision, la CREG demande à Elia, en application de l'article 6.1 de l'EBGL, d'introduire une proposition modifiée de T&C BRP où le principe selon lequel le résultat final du calcul du prix de déséquilibre, y compris en appliquant la *dead band*, satisfait aux conditions de limites visées aux articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL. La CREG demande à Elia d'inclure donc explicitement le calcul et l'application des conditions de limites dans une proposition modifiée de T&C BRP.

Vu le paragraphe 72 de la présente décision relative au plan d'évaluation, la CREG demande que le plan d'évaluation comprenne des critères permettant d'évaluer les observations faites par la CREG sur la *dead band*, tenant compte de l'article 3.h du règlement (UE) 2019/943 qui pose comme principe que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

Tenant compte du paragraphe 67 de la présente décision, la CREG approuve les modifications proposées à l'article 30.5 des T&C BRP concernant les *cap & floor*, étant entendu que, vu le paragraphe 72 de la présente décision concernant le plan d'évaluation, des critères permettant d'évaluer les commentaires formulés par la CREG concernant les *cap & floor* sont inclus dans le plan d'évaluation. En d'autres termes, pourquoi une dérogation temporaire aux articles 9(1) et 9(2) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020 est nécessaire. Cela signifie également que le plan d'évaluation, tel que proposé par Elia elle-même à l'article 2.2 « Plan d'implémentation » (voir paragraphes 69 et 70 de la présente décision), doit pouvoir démontrer pourquoi un assouplissement progressif des *cap & floor* n'est pas possible. En effet, l'article 3.h du règlement (UE)2019/943 prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés.

3.2.4.6. *L'article 30.6 de la proposition : composante alpha*

3.2.4.6.1. *Proposition d'Elia*

144. Elia propose d'ajouter la *composante alpha* actuellement d'application comme composante additionnelle au calcul du prix de déséquilibre après accès à l'une des plateformes UE.

Elia réfère à ce sujet aux Tarifs, et reprend dans les T&C BRP ce qui figure dans les tarifs à ce sujet. À savoir, la *composante alpha* a une valeur supérieure à zéro si la valeur absolue du déséquilibre du système belge pendant la période de règlement du prix de déséquilibre est supérieure à 150 MW. La valeur de la *composante alpha* est déterminée à l'aide d'une fonction exponentielle. Selon les valeurs de MIP et de MDP, la valeur de la *composante alpha* est réduite ou entièrement supprimée.

145. Elia affirme que la *composante alpha* a pour but de rendre le prix de déséquilibre plus extrême si des déséquilibres belges majeurs et soutenus se produisaient. Par cette *composante alpha*, Elia souhaite donner aux responsables d'équilibre des incitations plus fortes afin d'aider le système électrique belge à s'équilibrer ou à le maintenir en équilibre.

Elia réfère aussi à la croissance de l'énergie renouvelable et à la nécessité de limiter les coûts pour la constitution de capacité d'équilibrage.

Elia parle de plusieurs études qui démontrent l'intérêt de composantes additionnelles pendant les tempêtes ou les événements avec fortes régulations à la hausse ou à la baisse.

Enfin, Elia argue que la composante additionnelle réduit ou évite l'application des autres mesures, telles que la régulation à la baisse de la production d'énergie éolienne.

3.2.4.6.2. *Réplique de la CREG à la proposition d'Elia concernant la composante alpha*

Effet attendu au regard des objectifs de l'EBGL

146. La CREG constate qu'Elia n'a énoncé aucune description à l'article 3 « Effet attendu au regard des objectifs du règlement » des T&C BRP.

La CREG invite Elia, en application de l'article 6.1 de l'EBGL, à soumettre une proposition modifiée de T&C BRP comprenant une description de l'effet attendu de l'application de la composante alpha sur les objectifs de l'EBGL.

Vérification de la proposition à l'égard de l'EBGL, de la décision ACER 18/2020 et du règlement (UE) 2019/943

Décision ACER 18/2020

147. Aujourd'hui, Elia applique d'ores et déjà la *composante alpha*. Lorsque le déséquilibre du système belge est supérieur à 150 MW (ou inférieur à -150 MW), la composante alpha additionnelle est appliquée. En cas de MIP élevé (supérieur à 400 euros/MWh) et en cas de MDP bas (inférieur à -200 euros/MWh), la composante alpha est ramenée à zéro.

Elia, souhaite appliquer même après accès à l'une des plateformes UE la *composante alpha* comme composante additionnelle pour le calcul du prix de déséquilibre.

Cependant, la CREG réfère à l'article 9(6) de la décision ACER 18/2020 qui pour le calcul du prix de déséquilibre prévoit trois composantes additionnelles possibles :

- (a) une composante de pénurie utilisée dans des situations de pénurie définies au niveau national,
- (b) une composante d'incitation afin de satisfaire aux conditions limites nationales, et/ou
- (c) une composante concernant la neutralité financière du GRT.

Elia n'explique pas dans sa note explicative (annexe 2 à la présente décision) de quel type de composante additionnelle relève la *composante alpha*.

La CREG soupçonne que la *composante alpha* qu'Elia souhaite appliquer est une composante additionnelle telle que visée à l'article 9(6)(a) de l'annexe I de la décision ACER 18/2020. Mais premièrement, la CREG constate que la *composante alpha* ne prend pas en compte les ressources²⁰ encore disponibles pour sélection du côté de l'offre, et donc pas non plus d'une éventuelle pénurie de ces ressources. Deuxièmement, le déséquilibre du système belge ne reflète pas la nécessité d'activer des ressources. Conformément au paragraphe 87 de la présente décision, les échanges de compensation des déséquilibres évitent un déploiement de ressources disponibles pour réduire les FRCE à zéro, de sorte que la compensation des déséquilibres évite la pénurie. Deuxièmement, aucune motivation n'est donnée quant à la raison pour laquelle une situation de pénurie se crée à partir d'un déséquilibre du système belge de 150 MW. Compte tenu de la disponibilité garantie d'environ 1050 MW de ressources, sans compter les volumes d'offres non contractées proposées sur les plateformes de l'UE, la situation de pénurie survient, selon Elia, lorsqu'un minimum d'environ 86 % des ressources FRR sont encore disponibles pour l'activation. Troisièmement, tel que dit plus haut, la participation aux plateformes UE permet de refléter la pénurie par des limites de prix élevé (paragraphe 50 et 51 de la présente décision). Lorsque le MIP ou MDP fondé sur les prix marginaux transfrontaliers reflète la pénurie de ressources disponibles, la composante alpha est ramenée à zéro.

Il en résulte que, selon la CREG, la composante alpha ne peut pas non plus être une composante de pénurie au sens de l'article 9.6 a) de l'annexe I de la décision 18/2020 de l'ACER.

La CREG présume que la composante alpha qu'Elia souhaite appliquer est une composante additionnelle, telle que visée à l'article 9(6)(b) de l'annexe I de la décision 18/2020 de l'ACER. Mais, premièrement, il est seulement indiqué que la composante alpha réduirait les coûts de réservation de la constitution de la capacité d'équilibrage, alors que l'objectif devrait être de réduire au minimum les coûts globaux du système (voir également le paragraphe 129 de la présente décision). Deuxièmement, en référence au paragraphe 153 et suivants de la présente décision, le caractère incitatif ne ressort pas de la méthode de calcul de la composante alpha.

Il en résulte que, selon la CREG, la composante alpha ne peut pas non plus être une composante incitative au sens de l'article 9.6 b) de l'annexe I de la décision 18/2020 de l'ACER.

Enfin, comme nous le démontrerons plus loin, la composante alpha détériore la neutralité financière du GRT, ce qui serait contraire à l'article 9.6 c) de la décision ACER 18/2020.

Par conséquent, la CREG ne voit pas clairement aujourd'hui dans quelle composante additionnelle la composante alpha doit être classée. Et on ne peut donc pas argumenter que la *composante alpha* est une composante de pénurie au sens de l'article 9.6 a) de la décision ACER 18/2020.

EBGL et règlement (UE) 2019/943

148. La CREG réfère aux paragraphes 99, 101, 123 et 124 de la présente décision. Ces paragraphes expliquent pourquoi après accès à l'une des plateformes UE, les responsables d'équilibre doivent recevoir des incitations afin d'aider le système électrique européen à s'équilibrer, au lieu du système belge, tel que proposé par Elia. Ces paragraphes expliquent aussi que les plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage génèrent ces incitations via les prix marginaux transfrontaliers. Elia devrait donc en d'autres mots démontrer pourquoi le prix de déséquilibre fondé sur ces prix marginaux transfrontaliers doit être renforcé par une composante alpha.

149. Elia néglige de démontrer pourquoi le prix de déséquilibre, fondé sur les prix du marché, donnerait des incitations inadéquates de prix aux responsables d'équilibre afin d'aider à équilibrer

²⁰ Ces ressources disponibles pour le GRT comprennent celles qui ont été contractées par le GRT, celles qui ont fait l'objet d'un partage de réserves et les ressources non contractées offertes sur la plate-forme européenne.

le système. Pour rappel, seul un prix de déséquilibre calculé à l'aide des prix transfrontaliers du marché reflète la valeur *en temps réel* de l'énergie. Si des ressources quand même encore meilleur marché étaient disponibles, les responsables d'équilibre arbitreront en temps réel entre le coût d'utilisation de ces ressources et le prix de déséquilibre, jusqu'au moment où le prix de déséquilibre est égal au coût d'utilisation de leurs ressources. Cela aboutit à un équilibrage plus efficace et à une utilisation plus efficace des ressources, tel qu'exigé par l'article 3.1(b) de l'EBGL et l'article 3(m) du règlement (UE) 2019/943.

150. L'utilisation de ressources par le responsable d'équilibre réduira le besoin en énergie d'équilibrage, ce qui modifiera les prix du marché (et donc aussi les prix de déséquilibre). La CREG estime que cette direction évolutive autorégulante de l'utilisation optimale des ressources suite à l'effet du marché, est impossible à remplacer par un calcul effectué de façon centralisée sous la forme d'une composante additionnelle, telle que la composante alpha. La décision ACER ne mentionne pas non plus d'option visant à ajouter une composante additionnelle afin de donner des incitations aux responsables d'équilibre. En effet, la décision ACER implique que les composantes standard donnent déjà les incitations nécessaires aux responsables d'équilibre en considérant les composantes additionnelles comme optionnelles.

Ce faisant, la CREG n'est pas convaincue que la condition limite nationale pour laquelle une composante d'incitation supplémentaire est indispensable revienne à transformer les incitations optimales provenant des plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage en une incitation de prix qui reflète mieux la situation nationale isolée de déséquilibre.

La CREG n'est par conséquent pas convaincue que la *composante alpha* puisse être considérée comme une composante additionnelle en se fondant sur cet argument.

151. Elia néglige aussi dans sa proposition de justifier pourquoi la méthode de calcul de la composante additionnelle proposée génère effectivement les incitations nécessaires sans entraîner une utilisation inefficace des ressources d'équilibrage.

152. La CREG émet aussi des doutes quant à l'efficacité de la *composante alpha* proposée. Ces doutes sont expliqués aux paragraphes 153 à 158 inclus de la présente décision.

153. Primo, les responsables d'équilibre disposent de ressources limitées afin de s'équilibrer en temps quasi réel. Le *marché intrajournalier* transfrontalier ferme déjà 1 heure avant le temps réel, conformément à la décision ACER 04/2018. Par conséquent, seuls les responsables d'équilibre disposant de suffisamment de ressources physiques flexibles sont en mesure de réagir au prix de déséquilibre, y compris à l'éventuelle composante additionnelle. Les autres responsables d'équilibre ne disposant pas des ressources physiques nécessaires subissent des coûts supplémentaires à chaque différence entre le prix attendu de déséquilibre et le prix réel de déséquilibre. Une *composante alpha* entraîne alors plutôt une hausse des coûts qu'une incitation, raison pour laquelle la *composante alpha* perd son effectivité.

Ce qui est énoncé ci-dessus ne signifie pas que les responsables d'équilibre n'exercent pas leur responsabilité afin d'être en équilibre ou d'équilibrer le système électrique (européen). Dans une perspective future de déséquilibres négatifs (positifs) et de prix de déséquilibre, le responsable d'équilibre couvrira cette attente de futurs coûts ou revenus de déséquilibre déjà sur le marché journalier et/ou sur le marché intrajournalier. En effet, en négociant de l'énergie sur le marché intrajournalier, l'acteur de marché pourra couvrir son attente meilleur marché, via des unités qui se situent plutôt dans l'échelle d'offre que via les unités qui doivent compenser le déséquilibre en temps réel.

Cette quête à la maximisation des gains ou la minimisation des coûts par le responsable d'équilibre entraîne une convergence des prix du marché journalier/prix intrajournaliers avec les prix attendus de déséquilibre. Par conséquent, les prix de déséquilibre seront moins volatils. Cet effet, connu en

tant que « *back propagation* », donne aux responsables d'équilibre déjà les incitations nécessaires pour être en équilibre ou aider le système à s'équilibrer d'ores et déjà avant le temps réel.

Même si une composante alpha devait être considérée comme justifiée aujourd'hui, il ne faut pas perdre de vue le principe énoncé à l'article 3.h) du règlement (UE) 2019/943 selon lequel les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

Article 44 de l'EBGL

154. Premièrement, si les signaux de prix européens provenant des plateformes UE pour l'échange d'énergie d'équilibrage sont perturbés par la *composante alpha*, la *composante alpha* empêche l'effectivité de cette *back propagation*. Par conséquent, la CREG n'est pas convaincue que la *composante alpha* satisfasse aux principes des articles 44.1 a), 44.1 b) de l'EBGL.

Le concept de « *back propagation* » est reconnu par Elia au point 6, page 3 de sa note d'accompagnement (annexe 2 à la présente décision).

155. Deuxièmement, Elia applique la *composante alpha* depuis l'entrée en vigueur de la proposition tarifaire pour la période 2020-2023. Suite à une révision en février 2022,²¹ la composante alpha est ramenée à zéro lorsque le MIP est élevé ou le MDP est bas.

En référence à la figure ci-dessous, on observe une détérioration significative du déséquilibre moyen dans le Bloc LFC d'Elia dès l'introduction de la composante alpha en 2020²². Au lieu de fluctuer autour de 0 MW avec une légère distorsion en sens positif, le déséquilibre moyen du Bloc LFC d'Elia est structurellement négatif depuis début 2020.

La révision de la *composante alpha* en février 2022 n'a pas conduit à des améliorations significatives.

Par conséquent, l'effectivité de la *composante alpha* visant à donner les bonnes incitations aux responsables d'équilibre n'est pas démontrée dans la réalité. Au contraire, on pourrait même affirmer que la *composante alpha* proposée compromet justement la sécurité du système. La conformité de la *composante alpha* aux principes à l'article 44.1 c) de l'EBGL n'est donc selon la CREG pas démontrée.

²¹ Selon la décision (B)658E/77 de la CREG datant du 3 février 2022, Elia ajoutait la suppression de l'effet de la composante alpha dès que les prix du marché dépassent une certaine valeur plafond ou sont inférieurs à une certaine valeur plancher.

²² La détérioration du déséquilibre dans le Bloc LFC d'Elia n'a été perçue qu'après les quatre premiers mois de 2020, Cela pourrait s'expliquer par le fait que les responsables d'équilibre reçoivent des factures de déséquilibre validées d'Elia avec au moins 2 mois de retard et parce que les responsables d'équilibre ont le temps d'apprendre en se fondant sur des expériences réelles.

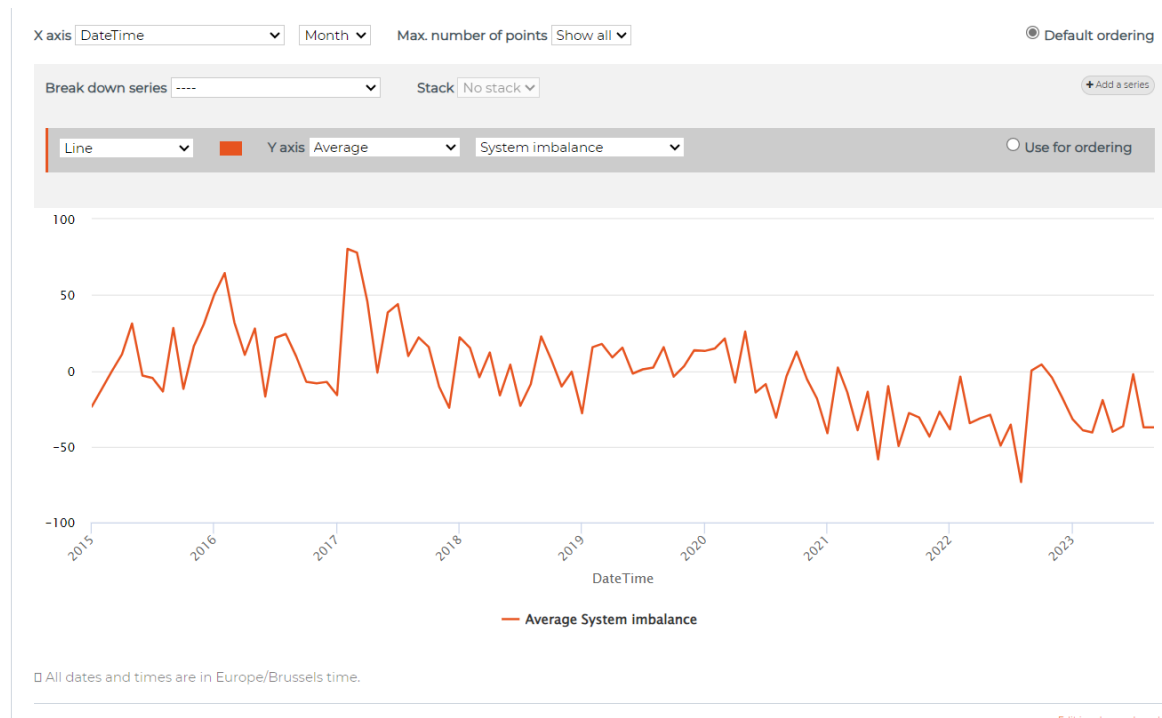


Figure 1 – Évolution du déséquilibre dans le Bloc LFC d'Elia, moyenne par mois, de 2015 à avril 2023 inclus (données les plus récentes disponibles sur l'Open Data Platform d'Elia).

156. Troisièmement, la CREG estime que la *composante alpha*, en tant que composante additionnelle pour le calcul du prix de déséquilibre après accès aux plateformes UE, favorise la discrimination entre la flexibilité qui est délivrée via les marchés d'équilibrage d'une part, et la flexibilité qui est délivrée en temps réel via les réactions des responsables d'équilibre d'autre part.

Si un responsable d'équilibre dans son rôle de fournisseur de services d'équilibrage offre toutes ses ressources d'équilibrage à Elia, alors ce responsable d'équilibre donne à Elia le droit d'utiliser ces ressources d'équilibrage afin de compenser tant ses propres déséquilibres que ceux des autres GRTs. Le responsable d'équilibre se protège de cette manière partiellement contre un futur prix de déséquilibre et est assuré d'une utilisation optimale de ses ressources afin d'aider à équilibrer le système électrique européen.

Par conséquent, on ne plus s'attendre à ce que le responsable d'équilibre utilise lui-même ces ressources afin de rétablir son équilibre. En offrant ses ressources d'équilibrage au GRT, le responsable d'équilibre satisfait par définition déjà à son obligation d'aider à équilibrer le système électrique européen, conformément à l'article 17 de l'EBGL. Ce responsable d'équilibre ne peut donc plus réagir à une incitation de prix, via l'application d'une *composante alpha*, car il ne dispose plus de ses ressources. Ce désavantage ne vaut pas pour les responsables d'équilibre qui n'endosse pas le rôle de fournisseur de services d'équilibrage.

Une conséquence de cette négociation différente de l'énergie fournie par des fournisseurs de services d'équilibrage et de l'énergie fournie par des responsables d'équilibre encourage un responsable rationnel de l'équilibre à ne plus offrir de services d'énergie d'équilibrage au GRT ou à offrir des services de capacité d'équilibrage à des prix plus élevés que réellement nécessaire pour la fourniture de ce service. Une utilisation équitable des ressources suppose qu'il est toujours économiquement et plus intéressant de réagir en temps réel tant en tant que responsable d'équilibre qu'en tant que fournisseur de services d'équilibrage. Par conséquent, la CREG n'est pas convaincue que la *composante alpha* satisfasse aux principes des articles 44.1 f), 44.1 g) et 44.1 h) de l'EBGL.

157. Quatrièmement, l'article 6.1 (c) du règlement (UE) 2019/943 impose que « les marchés d'équilibrage [...] soient organisés de façon à : [...] garantir un accès non discriminatoire de tous les acteurs du marché, que ce soit individuellement ou par agrégation, y compris pour l'électricité produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, la participation active de la demande et le stockage d'énergie ».

Si des ressources d'équilibrage ne sont pas offertes aux marchés d'équilibrage, cela indique soit une non-participation de ces ressources en raison d'une barrière du marché, ce qui induit une violation de l'article 6.1 (c) précité, soit, sinon, une non-participation de ces ressources en raison d'un marché non attractif d'équilibrage, par exemple en raison de l'application d'une composante alpha telle qu'expliquée au paragraphe 156 de la présente décision.

Dans les deux cas, Elia peut soumettre une proposition de modification des règles pertinentes du marché auprès de la CREG pour approbation, ou Elia peut elle-même entreprendre des actions afin de faciliter l'accès et la participation des ressources d'équilibrage aux marchés d'équilibrage, et ce, sans faire déroger le calcul du prix de déséquilibre aux principes et aux objectifs formulés dans l'EBGL et le règlement (UE) 2019/943.

La CREG n'est donc pas convaincue que la *composante alpha* soit indispensable afin de limiter les coûts pour la constitution de capacité d'équilibrage. En effet, les ressources déployées par le BRP dans le cadre de la composante alpha, pourraient participer aux marchés de capacité d'équilibrage et aux marchés d'énergie d'équilibrage, que ce soit ou non via agrégation. En appliquant l'article 32 de l'EBGL, une participation des ressources au marché d'énergie d'équilibrage augmente le volume d'offres d'énergie d'équilibrage non contractualisées qui selon toutes attentes seront disponibles (cf. article 32.1 c) de l'EBGL). Cette hausse des volumes attendus fait justement chuter les volumes pour l'acquisition de capacité d'équilibrage (article 32.1 a) de l'EBGL). Vu qu'actuellement les réserves nécessaires sont déterminées par l'incident de dimensionnement, il est plausible de supposer que la composante alpha fasse justement augmenter les coûts pour la constitution de la capacité de réserve nécessaire en encourageant les acteurs du marché à commercialiser leurs ressources d'équilibrage conformément à l'article 32.1 c) de l'EBGL.

Par la présente, la CREG répond également à l'argument d'Elia visant à réduire ou à éviter la régulation à la baisse de la production d'énergie éolienne. Si ces ressources participent aux marchés d'équilibrage, l'utilisation optimale de ces ressources est ajustée aux besoins du système et sur base des prix et volumes qui sont proposés par ces acteurs du marché.

158. En référence au paragraphe 147 de la présente décision, la CREG n'identifie à cet instant aucune condition limite nationale à laquelle la *composante alpha* doit donner suite. Par conséquent, la CREG ne peut à cet instant estimer positivement que la *composante alpha* peut être considérée comme composante additionnelle telle que visée à l'article 9.6 de la décision ACER 18/2020.

Conclusion

159. Compte tenu des observations formulées au paragraphe 146 de la présente décision (l'absence de l'effet attendu de l'application de la composante alpha sur les objectifs de l'EBGL) et au paragraphe 147 de la présente décision (sous quelle composante additionnelle l'alpha doit-il être classé conformément à la décision 18/2020 de l'ACER ?), la CREG demande à Elia, en application de l'article 6.1 de l'EBGL, de soumettre une proposition modifiée de T&C BRP.

Compte tenu du paragraphe 67 de la présente décision et vu le paragraphe 72 de la présente décision concernant le plan d'évaluation, Elia doit, comme elle le propose elle-même à l'article 2.2 « Plan d'implémentation » (voir paragraphes 69 et 70 de la présente décision), inclure dans le plan d'évaluation des critères permettant de tenir compte des observations formulées par la CREG aux paragraphes 147 à 158 de la présente décision. En effet, l'article 3.h du règlement (UE) 2019/943

prescrit que les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes doivent être progressivement levés.

3.2.4.7. L'article 30.7 de la proposition : fixer le sens du déséquilibre du système

160. La CREG constate que l'article 30.7.2 réfère à la proposition tarifaire pour la définition du « déséquilibre du système ». Vu que la définition et la description du « déséquilibre du système » *in extenso* doit figurer les T&C BRP, la CREG estime inutile toute référence à un autre document réglementaire.

Conclusion

161. Vu ce qui précède, la CREG demande à Elia, en l'application de l'article 6.1 de l'EBGL, de soumettre auprès de la CREG une proposition modifiée qui tienne compte des remarques formulées au paragraphe 160 de la présente décision.

4. CONCLUSION

En l'application de l'article 5.4, c), du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système d'électricité et vu le paragraphe 67 de la présente décision, la CREG approuve la proposition de modification de l'article 30.2 des T&C BRP, soumise par Elia Transmission Belgium SA auprès de la CREG le 18 septembre 2023 et le 3 octobre 2023.

Avant d'approuver les modifications restantes de la proposition de modification des T&C BRP soumise par Elia Transmission Belgium SA à la CREG le 18 septembre 2023 et le 3 octobre 2023, la CREG adresse à Elia Transmission Belgium SA, en application de l'article 6.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant des lignes directrices pour l'équilibrage de l'électricité, une demande de modification concernant :

- l'article 2.2 « Plan d'implémentation » qui tient compte des observations de la CREG formulées dans les paragraphes 72, 116, deuxième alinéa, 137, 140 , deuxième et troisième alinéas, 143 , deuxième et troisième alinéas et 159, deuxième alinéa de la présente décision (élaboration d'un plan d'évaluation) ;
- L'article 29 des T&C BRP qui tient compte des remarques de la CREG formulées au paragraphe 78 de la présente décision (inclusion du principe selon lequel un BRP, en vertu de l'article 17 de l'EBGL, doit toujours s'efforcer de s'équilibrer ou de contribuer à l'équilibre du système électrique) ;
- l'article 30.1 des T&C BRP qui tient compte des observations de la CREG formulées au paragraphe 85 de la présente décision (concernant la description de toutes les composantes *in extenso* dans les T&C BRP) ;
- l'article 30.3 des T&C BRP qui tient compte des observations de la CREG formulées au paragraphe 116, alinéa premier de la présente décision (inclusion du principe selon lequel l'application du *dead band* ne dépassera pas les conditions limites visées aux articles 55.4 et 55.5 EBGL);
- l'article 30.4 des T&C BRP qui tient compte des observations de la CREG formulées au paragraphe 140, alinéa premier de la présente décision (inclusion du principe selon lequel l'application du *dead band* ne dépassera pas les conditions limites visées aux articles 55.4 et 55.5 EBGL) ;
- l'article 30.5 des T&C BRP qui tient compte des observations de la CREG formulées au paragraphe 143, alinéa premier de la présente décision (inclusion du principe selon lequel l'application du *dead band* ne dépassera pas les conditions limites visées aux articles 55.4 et 55.5 EBGL) ;
- l'article 30.6 des T&C BRP qui tient compte des observations de la CREG formulées au paragraphe 159, alinéa premier de la présente décision (inclusion d'une description de l'effet attendu sur les objectifs de l'EBGL de l'application de l'alpha et clarification du type de composante additionnelle dans lequel l'alpha doit être classé conformément à la décision 18/2020 de l'ACER) ;
- L'article 30.7 des T&C BRP compte tenu des remarques de la CREG formulées au paragraphe 161 de la présente décision, sauf si Elia justifie pourquoi aucune suite n'a pu y être donnée (concernant la description de toutes les composantes *in extenso* dans les T&C BRP).

Enfin, la CREG demande à Elia, dans le cadre de la soumission pour approbation d'une prochaine proposition de modification des T&C BRP, de tenir compte des remarques formulées par la CREG au paragraphe 75 de la présente décision.

Cette décision entre en vigueur à la date d'approbation.

////

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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de modification des méthodologies, des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre

Version française – déposée par Elia auprès de la CREG le 18 septembre 2023

ANNEXE 2

Note explicative relative à la proposition de modification des T&C BRP

Anglais – 12 juillet 2023

ANNEXE 3

Rapport de consultation, y compris les réponses individuelles des acteurs du marché

Anglais – 18 septembre 2023

ANNEXE 4

Proposition de modification des T&C BRP, avec suivi des modifications

Version française pour consultation publique – 12 juillet 2023

ANNEXE 5

Réponse d'Elia à la décision (B)2554

Anglais – déposée auprès de la CREG le 18 septembre 2023

ANNEXE 6

Proposition de modification des méthodologies, des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre

Version néerlandaise – déposée en version nettoyée et avec suivi des modifications par Elia auprès de la CREG le 3 octobre 2023

ANNEXE 7

Arrêt de la Cour des marchés

Français – 3 mai 2023

ANNEXE 8

8.a Réponse commune de la Febeliec et de la Febeg à la consultation publique de la décision (B) 2974 de la CREG

Anglais – 6 février 2023

8.b Réponse d'Elia à la consultation publique de la décision (B) 2974 de la CREG

Anglais – 27 janvier 2023