

Décision

(B)2450

3 octobre 2022

Décision sur la plainte en réexamen introduite par la SA Elia Transmission Belgium contre la décision (B)2433 du 19 juillet 2022 relative à la proposition d'Elia transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires

Article 28 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	3
1.1. Cadre légal belge	3
1.2. Cadre légal européen	4
2. ANTECEDENTS	5
3. CONSULTATION	7
4. ANALYSE DE LA PLAINTÉ EN RÉEXAMEN	7
4.1. Recevabilité de la plainte	7
4.2. Quant au fond	8
4.2.1. Sur l'absence de consultation préalable	8
4.2.2. Violation de la loi électricité et du cadre juridique tarifaire	10
4.2.3. Absence d'utilité du transfert et timing irréaliste	12
4.2.4. Inconsistance du processus induit pas la décision (B)2433.....	13
4.2.5. Quant au fond.....	14
5. DÉCISION	18

INTRODUCTION

Le 19 juillet 2022, le Comité de direction de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) a adopté la décision (B)2433 relative à la proposition d'Elia transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après, la « décision (B)2433 »).

Le 3 août 2022, Elia Transmission Belgium (ci-après, « Elia ») a introduit une plainte en réexamen contre cette décision, en application de l'article 28 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité »).

Cette plainte est traitée dans la présente décision.

Outre l'introduction, cette décision comprend cinq parties : la première partie expose le cadre légal ; la deuxième partie rappelle les antécédents ; la troisième partie expose les raisons de l'absence de consultation ; la quatrième partie contient l'analyse de la CREG relative aux arguments développés par Elia dans sa plainte en réexamen ; la cinquième et dernière partie contient la décision proprement dite.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG à l'occasion d'une procédure écrite intervenue le 3 octobre 2022.

1. CADRE LEGAL

1.1. CADRE LÉGAL BELGE

1. L'article 28 de la loi électricité dispose comme suit :

« Toute partie intéressée s'estimant lésée à la suite d'une décision prise par la commission peut, dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la commission.

Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la Cour des marchés en application de l'article 29bis.

La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la commission. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision.

La commission prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen. »

2. L'article 12, § 5, de la loi électricité contient notamment la disposition suivante :

« La commission établit la méthodologie tarifaire dans le respect des lignes directrices suivantes :

1° [...];

10° les services de compensation des déséquilibres de la zone de réglage belge sont assurés de la manière la plus efficace en termes de coûts et fournissent aux utilisateurs du réseau

des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement. Les tarifs associés à ces services sont équitables, non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs;

[...]. »

3. L'annexe 2 de la méthodologie tarifaire¹ prévoit ce qui suit concernant le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès :

« 4.4 Le tarif visé au 4.2.2°, s'applique à chaque responsable d'accès et est fonction de la position de déséquilibre concrète du responsable d'accès individuel, des coûts et des produits directs du gestionnaire du réseau liés à l'achat ou à la vente d'énergie pour compenser le déséquilibre, du signe mathématique du volume de réglage net (positif ou négatif, ce qui indique un déficit, respectivement un surplus global d'énergie dans la zone de réglage belge) et de paramètres incitant les responsables d'accès individuels à maintenir un équilibre permanent.

4.5 Le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès permet une compensation des déséquilibres de la zone de réglage belge la plus efficace en termes de coûts et fourni aux responsables d'accès des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur injection et leur prélèvement. »

1.2. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

4. L'article 18 du règlement 2017/2195 du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après, l'« EBGL ») contient notamment ce qui suit :

« 1. Au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement et pour toutes les zones de programmation d'un État membre, les GRT de cet État membre élaborent une proposition concernant:

les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage

les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre.

[...]

6. Les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre contiennent :

a) [...];

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

[...];

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

[...]. »

5. L'article 5.4 de l'EBGL contient notamment ce qui suit :

« Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies suivantes et chacune de leurs modifications sont soumises à l'approbation de chaque autorité de régulation de chaque État membre concerné, au cas par cas :

¹ Arrêté (Z)1109/10 du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2020-2023.

a) [...];

c) les modalités et conditions relatives à l'équilibrage, en application de l'article 18;

[...]. »

6. L'article 6.3 de l'EBGL prévoit ce qui suit :

« L'Agence ou les autorités de régulation lorsqu'elles sont responsables de l'adoption des modalités et conditions ou des méthodologies en application de l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent, respectivement, demander des propositions de modification de ces modalités et conditions ou de ces 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 proposer des modifications aux autorités de régulation et à l'Agence. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des 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. »

7. L'article 4.1 de l'EBGL dispose comme suit :

« Les GRT définissent les modalités et les conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation à l'Agence en application de l'article 5, paragraphe 2, ou aux autorités de régulation compétentes en application de l'article 5, paragraphe 3, dans les délais respectifs fixés par le présent règlement. Dans des circonstances exceptionnelles, notamment lorsqu'un délai ne peut être respecté en raison de circonstances qui ne sont pas du ressort des GRT, les délais applicables aux modalités et conditions ou aux méthodologies peuvent être prolongés par l'Agence pour les procédures visées à l'article 5, paragraphe 2, conjointement par toutes les autorités de régulation compétentes pour les procédures visées à l'article 5, paragraphe 3, et par l'autorité de régulation compétente pour les procédures visées à l'article 5, paragraphe 4. »

2. ANTECEDENTS

8. Dans sa décision (B)658E/77, du 3 février 2022, relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire 2020-2023 actualisée, soumise par la SA Elia Transmission Belgium, visant à modifier le paramètre alpha du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès, la CREG a énoncé ce qui suit :

« 33. Le règlement alpha fait partie du règlement des déséquilibres en vertu du chapitre 4 du titre V du règlement (UE) 2017/195 du 13 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : EB GL). Ce règlement des déséquilibres a été partiellement harmonisé le 15 juillet 2020 par la décision 18/2000 de l'ACER relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement des déséquilibres (ci-après : décision de l'ACER). La détermination du prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs et négatifs fait entre autres l'objet de cette décision de l'ACER.

34. Les articles 9(6) et 12(2) de la décision de l'ACER prévoient que, si le GRT souhaite appliquer des composants additionnels au calcul des prix de déséquilibre, ces composants additionnels doivent être décrits dans les méthodologies et conditions nationales applicables aux responsables d'équilibrage (ci-après : T&C BRP) au plus tard dix-huit mois après leur approbation (à savoir le 15 janvier 2022).

35. La CREG reconnaît que le calcul des prix de déséquilibre, y compris les composants additionnels susmentionnés, doit figurer dans les T&C BRP en vertu des articles 18(6)(f) et 18(6)(k) de l'EB GL. L'intégration du calcul du prix de déséquilibre dans les T&C BRP garantit

la conformité avec la législation européenne et avec les processus d'approbation ou de modification des conditions d'équilibrage qui en découlent.

36. Par conséquent, la CREG estime que le calcul du composant alpha doit être inclus dans les T&C BRP. L'impact de l'utilisation des moyens de FRR sur le prix de déséquilibre [...] Fa doit également être décrit dans les T&C BRP au moment d'y inclure le calcul du composant alpha. »

9. Cette position a été concrétisée dans un courrier que la CREG a adressé à Elia le 7 avril 2022, qui contient notamment le passage suivant :

« En même temps que ce qui est demandé plus haut à Elia, la CREG demande, conformément à l'article 6(3) de l'EBGL, qu'Elia lui soumette pour approbation, après consultation du marché, une proposition de modification du calcul du prix de déséquilibre, y compris des composantes additionnelles, telles que contenues dans l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER n° 18/2020 du 15 juillet 2020 relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre, figurant dans les T&C BRP, conformément aux articles 5(4)(c) et 18(6)(k) de l'EBGL. La CREG souhaite également recevoir cette proposition d'Elia au plus tard le 24 mai 2022. »²

10. Par courrier du 16 mai 2022, Elia a répondu ce qui suit à propos de cette demande :

« Concernant votre demande d'établissement et d'intégration d'une proposition de modification du calcul du prix du déséquilibre, nous souhaitons renvoyer aux discussions en cours concernant l'adaptation des règles d'équilibrage dans le cadre du raccordement à la plateforme Picasso. Nous comprenons que la CREG considère que les composantes additionnelles devraient être intégrées dans les T&C BRP. Cependant, Elia ne voit aucune urgence à traiter cette demande de changement administratif à court terme. Compte tenu des nombreuses autres actions bien connues de la CREG qui doivent être traitées en parallèle (par exemple, les actions additionnelles mentionnées ci-dessus) et des limites de nos experts disponibles pour les mettre en œuvre, Elia propose d'en rediscuter lors de la prochaine modification des T&C BRP. »³

11. Le 19 juillet 2022, la CREG a adopté la décision (B)2433 relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

12. Le 3 août 2022, Elia a introduit contre la décision (B)2433 une plainte en réexamen en application de l'article 28 de la loi électricité.

13. Le 29 septembre 2022, à la demande d'Elia, Elia et la CREG ont tenu une réunion de concertation sur les points soulevés dans la plainte en réexamen.

² Traduction de : « *Gelijktijdig met hetgeen hierboven aan Elia wordt gevraagd, verzoekt de CREG op grond van artikel 6(3) van de EB GL dat Elia een voorstel tot wijziging van de berekening van de onbalansprijs, inclusief de additionele componenten, zoals opgenomen in artikel 9 van bijlage 1 van ACER Beslissing No 18/2020 van 15 juli 2020 betreffende de harmonisatie van de belangrijkste kenmerken van de onbalansverrekening, opgenomen in de T&C BRP overeenkomstig artikel 5(4)(c) en artikel 18(6)(k) van de EB GL, na raadpleging van de markt, bij de CREG indient voor goedkeuring. Ook dit voorstel wenst de CREG van Elia te ontvangen tegen ten laatste 24 mei 2022. »*

³ Traduction de : « *Wat betreft uw vraag om een voorstel tot wijziging van de berekening van de onbalansprijs op te maken en te integreren willen wij verwijzen naar de discussies die gaande zijn met betrekking tot de aanpassing van de balanceringsregels in het kader van de aansluiting op het Picasso platform. Wij begrijpen dat de CREG van mening is dat de additionele componenten zouden moeten worden geïntegreerd in de T&C BRP. Elia ziet echter geen urgentie om deze vraag tot administratieve wijziging op korte termijn te behandelen. Rekening houdend met tal van andere door de CREG welgekende acties die in parallel behandeld moeten worden (bv. deze additionele hierboven vermeld) en met de limieten van onze beschikbare experts om deze te realiseren, stelt Elia voor om dit verder te bespreken bij een volgende wijziging van de T&C BRP. »*

3. CONSULTATION

14. L'article 39 du Règlement d'ordre intérieur de la CREG dispose que :

« Le comité de direction n'organisera pas de consultation, qu'elle soit publique ou non :

1° [...];

4° lorsque la décision d'approbation envisagée n'implique aucune modification de fond, comme la rectification d'erreurs matérielles et/ou les simples améliorations rédactionnelles ;

[...]. »

15. Sur la base de cette disposition, la CREG estime qu'elle n'est pas tenue d'organiser une consultation sur la présente décision. En effet, selon l'analyse figurant ci-après, il s'avère que les éléments invoqués par Elia ne sont pas susceptibles d'entraîner une modification de la décision (B)2433. Certes, il ne s'agit pas en l'espèce d'une « *décision d'approbation* » comme évoqué dans l'article 39, 4°, du Règlement d'ordre intérieur. Selon la CREG toutefois, cette disposition doit être interprétée comme visant toute décision de la CREG qui, comme en l'espèce, n'entraîne aucune modification de l'ordonnancement juridique et est donc purement confirmative.

4. ANALYSE DE LA PLAINTÉ EN RÉEXAMEN

4.1. RECEVABILITÉ DE LA PLAINTÉ

16. Conformément à l'article 28 de la loi électricité, pour être recevable, une plainte en réexamen doit satisfaire aux conditions suivantes :

- être déposée dans un délai de 15 jours suivant la publication ou la notification de la décision en cause ;
- être adressée par lettre recommandée ou dépôt avec accusé de réception ;
- comporter une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision.

17. La CREG constate que la décision (B)2433 a été notifiée à Elia le 19 juillet 2022, et que la plainte a été introduite le 3 août 2022, soit le dernier jour du délai légal. La plainte contient par ailleurs les motifs justifiant la révision de la décision critiquée ainsi que, entre autres annexes, la copie de cette décision.

Par ailleurs, l'envoi de la plainte par courrier électronique avec accusé de réception peut être considéré comme équivalant aux modes d'introduction de la plainte énoncés à l'article 28 de la loi électricité.

18. La plainte est donc recevable.

4.2. QUANT AU FOND

4.2.1. Sur l'absence de consultation préalable

4.2.1.1. Résumé de l'argumentation d'Elia

19. Dans sa plainte, Elia constate que la décision (B)2433 n'a fait l'objet d'aucune consultation préalable auprès d'elle, ce qui est contraire à l'article 23, § 2bis, de la loi électricité.

4.2.1.2. Réponse de la CREG

20. La CREG reconnaît qu'elle n'a pas organisé de consultation préalablement à la décision (B)2433.

21. Pour rappel, l'article 23, § 2bis, de la loi électricité dispose comme suit :

« La commission motive et justifie pleinement ses décisions afin d'en permettre le contrôle juridictionnel.

Les modalités applicables pour ces motivations et justifications sont précisées dans le règlement d'ordre intérieur du comité de direction, eu égard notamment aux principes suivants :

- la motivation reprend l'ensemble des éléments sur lesquels est basée la décision;*
- les entreprises d'électricité ont la possibilité, préalablement à la prise d'une décision les concernant, de faire valoir leurs commentaires;*
- la suite donnée à ces commentaires est justifiée dans la décision finale;*
- les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses missions ainsi que tout acte préparatoire, rapport d'experts, commentaire des parties consultées y afférents sont publiés sur le site de la commission, dans le respect de la confidentialité des informations commercialement sensibles et/ou des données à caractère personnel. »*
(Souligné par la CREG.)

22. L'article 40 du Règlement d'ordre intérieur de la CREG contient notamment les dispositions suivantes :

« Le comité de direction n'organisera pas de consultation publique :

1° [...]

2° sans préjudice du point 3°, lorsque le gestionnaire du réseau ou un des gestionnaires ou une personne qui en a été chargée régulièrement (notamment) par le gestionnaire du réseau ou un des gestionnaires, a déjà organisé une consultation publique effective portant sur l'objet de la décision du comité de direction. Dans ce cas, le comité de direction veille à ce que l'ensemble des documents et informations relatifs à la consultation, les réponses, ainsi qu'un rapport répondant aux observations reçues lui soient transmis ;

[...]

Dans les cas visés aux points 1° et 2°, le comité de direction peut encore décider de procéder à une consultation non publique, en particulier des personnes dont provient la proposition pour approbation par le comité de direction. Le comité de direction y procédera si la ou les personne(s) concernée(s) n'a/n'ont pas encore eu la possibilité de faire valoir ses (leurs) observations dans le cadre de la décision envisagée.

Au sens de cet article, on entend par "consultation publique effective" une consultation sur le site Web de celui qui l'organise, par laquelle toutes les parties enregistrées sur ce site Web sont informées sans délai par lettre d'information ou par e-mail du lancement de la consultation, qui est rendue facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web, qui est suffisamment documentée et qui prévoit un délai de réponse raisonnable. En cas de consultation visée au premier alinéa, 2°, par une personne qui en a été chargée régulièrement (notamment) par le gestionnaire du réseau ou un des gestionnaires, il est uniquement question d'une consultation publique effective si, outre les conditions citées dans la phrase qui précède, le site Web du gestionnaire du réseau ou du gestionnaire concerné comporte une référence claire à cette consultation. »

23. Dans la décision (B)2433, la CREG a, conformément à son Règlement d'ordre intérieur, examiné si la consultation publique organisée par Elia sur la proposition de règlement des déséquilibres pouvait être considérée comme effective.

La CREG a constaté à cet égard :

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

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

24. Malgré le caractère succinct de l'analyse qui en a été faite, telle que reprise au paragraphe précédent, la CREG a manifestement considéré, dans sa décision (B)2433, que la consultation réalisée par Elia de sa proposition de règlement des déséquilibres pouvait être considérée comme effective au sens du Règlement d'ordre intérieur, et qu'il ne lui appartenait dès lors plus d'organiser une nouvelle consultation publique à ce sujet.

25. Quant à la nécessité de consulter spécifiquement Elia, il y a lieu de constater que le Règlement d'ordre intérieur de la CREG prévoit qu'il ne s'agit que d'une possibilité offerte au comité de direction. Il n'y est tenu que « *si la ou les personne(s) concernée(s) n'a/n'ont pas encore eu la possibilité de faire valoir ses (leurs) observations dans le cadre de la décision envisagée* ». Or, comme il a été relevé ci-avant, le principe d'un transfert des dispositions relatives au calcul des prix de déséquilibre dans les T&C BRP figurait déjà dans la décision (B)658E/77 du 3 février 2022. Il avait en outre fait l'objet d'une demande de modification expressément basée sur l'article 6.3 de l'EBGL par courrier du 7 avril 2022. Dans le cadre de cette demande de modification, Elia a fait valoir ses observations par courrier du 16 mai 2022, mentionnant qu'elle ne voyait pas l'urgence d'une telle modification administrative, sans toutefois en contester le principe.

Dans la mesure où la décision (B)2433 ne fait que répéter la demande de modification du 7 avril 2022, en adaptant simplement le délai laissé à Elia pour introduire sa proposition, il faut conclure qu'Elia avait déjà eu la possibilité de faire valoir ses observations à cet égard. La CREG n'était dès lors pas tenue de consulter Elia préalablement à l'adoption de sa décision (B)2433.

26. En outre, il convient de souligner que la décision (B)2433, en tant qu'elle demande à Elia d'introduire une modification des T&C BRP pour le 7 octobre 2022, ne constitue à cet égard qu'une demande et non une décision définitive pour Elia, puisque celle-ci peut encore choisir, conformément à l'EBGL, d'introduire ou non une telle proposition et, en cas d'introduction, de lui donner le contenu qu'elle souhaite. En tout état de cause, Elia sera consultée sur la décision définitive que la CREG envisagera d'adopter en la matière.

27. Pour le surplus, la CREG constate que l'objectif de la procédure de plainte en réexamen visée à l'article 28 de la loi électricité est de permettre à la CREG d'évaluer, sur la base des arguments soulevés par le plaignant, si la décision visée doit ou non être modifiée. En tant que tel, l'absence de consultation préalable à la décision n'est pas un argument à même d'entraîner sa modification. Seuls dépendent à cet égard les arguments au fond qui sont invoqués dans le cadre de la plainte.

4.2.2. Violation de la loi électricité et du cadre juridique tarifaire

4.2.2.1. Résumé de l'argumentation d'Elia

28. Après avoir rappelé les dispositions de l'article 12, § 5, de la loi électricité et de la méthodologie tarifaire, Elia constate que le tarif de déséquilibre est encadré par la méthodologie tarifaire, laquelle constitue une base réglementaire prise dans le respect des lignes directrices tarifaires prévues par la loi électricité elle-même. En exécution de ces dispositions, la proposition tarifaire d'Elia, approuvée par la CREG, décrit les propriétés du tarif de déséquilibre.

29. Selon Elia, la demande de transfert des règles en matière de calcul des déséquilibres vers les T&C BRP méconnaît ce cadre légal et réglementaire et a pour effet d'orchestrer (*sic.*) l'impossibilité pour Elia de s'y conformer. La CREG ne pourrait à cet égard valablement invoquer ni les dispositions de l'EBGL, ni la décision d'ACER n° 18/2020 sans porter atteinte aux règles prévues par la directive 2019/944 et les dispositions de droit national qui transposent cette directive.

4.2.2.2. Réponse de la CREG

30. La CREG constate que l'argumentation d'Elia se base sur un certain nombre de confusions.

31. D'une part, Elia confond le prix de déséquilibre et le tarif de déséquilibre. La méthodologie tarifaire impose que le tarif de déséquilibre soit facturé aux BRP et reprend les paramètres qui doivent être pris en compte pour déterminer sa valeur. Le tarif de déséquilibre facturé à un BRP, conformément à la proposition tarifaire approuvée, est le résultat de l'application à ce BRP d'un mécanisme tarifaire qui tient compte des prix de déséquilibre. Les prix de déséquilibre sont la combinaison des prix marginaux des activations à la hausse ou à la baisse (ci-après, « MIP » et « MDP » pour *Marginal Incremental Price* et *Marginal Decremental Price*) et du paramètre incitatif alpha. Les valeurs des MIP et MDP sont actuellement déterminées dans les règles de déséquilibre ; le paramètre alpha est en revanche décrit dans la proposition tarifaire. La volonté de la CREG est de rassembler tous les paramètres du prix de déséquilibre dans un même document, en l'occurrence les T&C BRP, conformément aux dispositions de l'EBGL et de la décision d'ACER n° 18/2020.

La proposition tarifaire peut dès lors être limitée à la description du mécanisme tarifaire et faire référence aux prix de déséquilibre, déterminés par ailleurs. La CREG contrôlera alors que le tarif de déséquilibre, donc la combinaison du mécanisme tarifaire et des prix de déséquilibre, respecte les dispositions de l'article 12, § 5, de la loi électricité et de la méthodologie tarifaire.

32. D'autre part, Elia fait une lecture erronée des principes relatifs à l'application du droit européen. La CREG partage le point de vue d'Elia sur le fait que l'EBGL, en tant qu'acte d'exécution adopté par la Commission européenne, ne peut porter atteinte aux dispositions de la directive 2019/944, en particulier quant aux compétences qui y ont été attribuées aux autorités nationales de régulation en matière tarifaire ; ce point a d'ailleurs été confirmé par la Cour de Justice dans son arrêt C-767/19 du 3 décembre 2020. En revanche, il n'est pas exact de considérer que l'EBGL ne pourrait avoir la primauté sur les règles de droit national que les Etats membres ont édicté pour transposer les dispositions d'une directive. En tant que règlement d'exécution, l'EBGL n'en reste pas moins un règlement européen avec toutes ses caractéristiques, et notamment l'applicabilité directe et la primauté sur le droit national.

33. Il convient dès lors de s'interroger sur le point de savoir si les dispositions de l'EBGL, dans la lecture qu'en fait la CREG, auraient pour effet de modifier les règles prévues par la directive 2019/944. Tel n'est toutefois pas le cas.

34. Pour rappel, l'article 59 de la directive 2019/944 contient notamment les dispositions suivantes :

« 1. L'autorité de régulation est investie des missions suivantes:

a) fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul, ou les deux;

[...]

7. Sauf dans les cas où l'ACER est compétente pour définir et approuver les conditions ou méthodes pour la mise en œuvre des codes de réseaux et des lignes directrices adoptés au titre du chapitre VII du règlement (UE) 2019/943 en vertu de l'article 5, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/942 en raison de leur nature coordonnée, les autorités de régulation sont chargées de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes nationales utilisées pour calculer ou établir:

a) les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul, ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux;

b) les conditions de la prestation de services auxiliaires qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation; de tels services auxiliaires sont fournis de manière équitable et non discriminatoire et sont fondés sur des critères objectifs;

[...]. »

35. D'abord, comme la CREG l'a exposé ci-avant, la détermination des prix de déséquilibre, tels que visés par l'EBGL, ne doit pas être confondue avec la fixation ou l'approbation des tarifs – notamment les tarifs de déséquilibre – visée par la directive 2019/944. Cette considération n'est pas altérée par la circonstance que le tarif de déséquilibre est fixé au niveau du prix de déséquilibre.

36. Ensuite, quand bien même il faudrait mettre sur le même pied prix de déséquilibre et tarif de déséquilibre, force est de constater que le mécanisme de détermination des T&C BRP, tel que prévu par l'EBGL, ne porte nullement atteinte aux compétences du régulateur national telles qu'elles sont organisées par la directive 2019/944.

En effet :

- la directive 2019/944 requiert des Etats membres que l'autorité de régulation fixe ou approuve au moins les méthodes pour calculer ou établir les tarifs de transport ; l'EBGL prévoit que l'autorité de régulation nationale approuve la proposition de T&C BRP ;
- la directive prévoit que les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, y compris les tarifs ou les méthodes de calcul visés à l'article 59, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire ; l'EBGL prévoit que l'autorité de régulation peut demander au gestionnaire du réseau d'introduire une proposition de modification des T&C.

Dans la mesure où le mécanisme d'adoption des T&C BRP, tel que prévu par l'EBGL, fait partie des options de transposition offerts aux Etats membres par la directive 2019/944, on ne peut conclure comme le fait Elia que l'EBGL modifie les règles prévues par cette directive. Au contraire, l'EBGL respecte le cadre et les compétences fixés par la directive.

37. Il convient également de relever que, selon l'article 59.7 de la directive 2019/944, la compétence des autorités de régulation en matière de fixation ou d'approbation des méthodes permettant de déterminer ou de calculer notamment les tarifs est sans préjudice de celle de l'ACER « *pour définir et approuver les conditions ou méthodes pour la mise en œuvre des codes de réseaux et des lignes directrices adoptés au titre du chapitre VII du règlement (UE) 2019/943 en vertu de l'article 5, paragraphe 2, du règlement (UE) 2019/942 en raison de leur nature coordonnée* ».

Dans la mesure où cette exception est expressément prévue par la directive, la position d'Elia selon laquelle « *la décision d'ACER n° 18/2020 à laquelle la CREG fait également référence [...] pour motiver sa demande ne peut pas non plus primer sur la Loi Electricité dès lors qu'elle a été prise en se référant à l'EBGL* » ne peut être raisonnablement soutenue.

38. Le second argument d'Elia ne peut donc être accepté.

4.2.3. Absence d'utilité du transfert et timing irréaliste

4.2.3.1. Résumé de l'argumentation d'Elia

39. Dans sa plainte en réexamen, Elia mentionne que le timing pour l'introduction d'une proposition de modification des T&C BRP n'est pas réaliste, compte tenu de la nécessité de consulter au préalable le marché sur cette proposition. Elia relève à cet égard que, même si le délai que la CREG lui octroie ne fait que prolonger un délai antérieurement fixé, elle a justifié dans son courrier du 16 mai 2022 les raisons de ne pas entreprendre les travaux demandés, alors que d'autres modifications demandées dans le cadre du courrier du 7 avril 2022 ont quant à elles été proposées dans le délai requis par Elia et approuvées par la CREG.

40. Elia s'interroge par ailleurs sur l'utilité de ce transfert de règles des Règles d'équilibrage vers les T&C BRP, qui sont tous deux des documents régulés par la CREG, alors qu'aucun acteur du secteur n'a jusqu'ici soulevé de problème quant à la base réglementaire de ces règles et que la CREG n'a dans ses décisions antérieures sur les T&C BRP jamais relevé à cet égard une quelconque incompatibilité vis-à-vis de l'EBGL. Selon Elia, la CREG a méconnu la loi du changement en ne motivant pas dans la décision (B)2433 la nécessité de cette modification.

4.2.3.2. Réponse de la CREG

41. En ce qui concerne l'argument du délai trop court pour soumettre une nouvelle proposition, Elia renvoie aux arguments soulevés dans sa lettre du 16 mai 2022 et au déploiement de ressources par Elia pour répondre aux autres modifications demandées par la CREG dans le cadre de la lettre du 7 avril 2022.

42. La lettre du 16 mai 2022 décrit dans le dernier paragraphe les arguments pour lesquels Elia n'a pas pu intégrer le calcul du prix de déséquilibre dans le BRP T&C pour le 24 mai 2022. Ces arguments comprennent (i) des discussions alors en cours concernant l'adaptation des règles d'équilibrage, (ii) le point de vue d'Elia selon lequel la modification demandée n'est pas urgente à court terme, et (iii) les ressources limitées d'Elia pour répondre à la demande compte tenu des autres actions que la CREG a demandé à Elia de traiter dans sa lettre du 7 avril 2022.

43. La CREG constate que les discussions relatives à l'adaptation des règles d'équilibrage et à l'utilisation des ressources associées étaient finalisées au moment où la CREG a adressé à Elia sa demande de modification par le biais de sa décision (B)2433. En outre, dans le cadre de l'adaptation des règles d'équilibrage, le calcul du prix de déséquilibre a été discuté avec les parties prenantes pendant un temps considérable, tant avant qu'après la consultation organisée par Elia du 23 décembre

2021 au 2 février 2022. Enfin, la demande de modification de la CREG à laquelle Elia n'a pas donné de suite, suit les réactions de Febeg à la consultation concernant le principe selon lequel le prix de déséquilibre doit à tout moment refléter la juste valeur de l'énergie. La CREG conclut donc que la demande de modification de la CREG n'introduit pas une nouvelles méthode de calcul du prix de déséquilibre inconnue des participants de marché ou d'ELIA mais qu'elle reprend au contraire une méthode de calcul déjà longuement discutée. De ce fait, la demande de la CREG ne nécessite aucun engagement de ressources de la part d'Elia ou des parties prenantes pour en comprendre le contenu et exprimer un avis éclairé à son sujet.

44. La CREG constate qu'elle a communiqué sa demande de modification à Elia via la décision (B)2433, avec un délai courant jusqu'au 7 octobre 2022. La CREG constate que sa demande de modification conformément aux paragraphes 71 et 74 de la décision (B)2433 se limite à la suppression des deux corrections visées aux paragraphes 66 à 70 de la décision (B)2433. En conséquence, il restait suffisamment de temps au moment où la décision (B)2433 a été communiquée à ELIA, pour effectuer les modifications textuelles, organiser la consultation publique et soumettre la proposition modifiée à la CREG avant la date du 7 octobre 2022.

45. La CREG constate également que les autres actions que la CREG a demandé à Elia de traiter dans sa lettre du 7 avril 2022 font partie d'une demande de modification que la CREG a communiquée à Elia le 19 juillet 2022 avec un délai au 19 février 2023. La CREG considère que cette période de sept mois est suffisamment généreuse pour permettre à Elia de planifier et de prioriser le déploiement de ses ressources.

46. Quant à l'utilité ou la nécessité du transfert des modalités du calcul du prix de déséquilibre vers les T&C BRP, contestée par Elia, il convient de relever qu'un tel transfert s'impose en vertu de la réglementation européenne citée par la CREG dans ses différents documents, à savoir d'une part l'EBGL et, d'autre part, la décision d'ACER n° 18/2020. Ce transfert s'impose même si aucun acteur du marché n'a soulevé de problème quant à la base réglementaire du mécanisme actuel, et même si la CREG ne l'a pas imposé dans ses précédentes décisions sur les T&C BRP.

47. Quant à la loi du changement, elle permet précisément à l'autorité publique de modifier ce qu'elle avait préalablement énoncé, sans que les usagers du service public ne puissent soulever un droit acquis en la matière. Le changement est motivé à suffisance par la nécessité, invoquée par la CREG dès sa demande de modification du 7 avril 2022, et reprise dans la décision (B)2433, de se conformer aux dispositions de l'EBGL et de la décision d'ACER n° 18/2020.

48. Enfin, la CREG note qu'une prolongation du délai dans lequel Elia doit soumettre une nouvelle proposition de T&C BRP ne peut être accordée que si elle est due à des circonstances indépendantes de la volonté d'Elia, conformément à l'article 4(1) de l'EBGL. La CREG constate qu'Elia ne cite pas de telles circonstances dans sa plainte en réexamen. La CREG conclut que le raisonnement d'Elia ne permet pas de prolonger une seconde fois le délai.

4.2.4. Inconsistance du processus induit pas la décision (B)2433

4.2.4.1. Résumé de l'argumentation d'Elia

49. Dans sa plainte en réexamen, Elia mentionne que la méthode de calcul du prix de déséquilibre telle que décrite dans les règles d'équilibrage approuvées par la décision (B)2433 ne resterait d'application que quelques semaines avant d'être remplacée par une nouvelle méthode, à intégrer dans les T&C BRP, reposant sur une autre philosophie et d'autres paramètres. Les implications selon la plainte en réexamen d'Elia est qu'elle doit assurer l'implémentation de la méthode résultante des règles d'équilibrage, alors que la demande d'amendement aux T&C BRP remet profondément en cause la méthode. Elia fait référence aux discussions intensives avec les acteurs du marché qui ont conduit à

la méthodologie, aux coûts liés à la mise en œuvre de la méthodologie, au manque d'expérience avec la méthodologie avant de la modifier, et à la validité limitée des évaluations effectuées par Elia dans le cadre de la décision 2412 du 14 juillet 2022 de la CREG. En conséquence, Elia prétend que la décision (B)2433 crée une inconsistance manifeste dans les actions à entreprendre par Elia.

4.2.4.2. Réponse de la CREG

50. En ce qui concerne la durée de validité de la décision (B)2433, la CREG constate qu'Elia confond la date d'introduction auprès de la CREG de la proposition de modification des T&C BRP avec la date d'application de cette proposition telle qu'approuvée par la CREG. En effet, la date limite du 7 octobre 2022 est une date butoir pour qu'Elia soumette une proposition de modification des T&C BRP. Conformément à l'article 5, paragraphe 5, de l'EBGL, la proposition soumise par Elia devrait comporter un calendrier de mise en œuvre. Après la soumission, la CREG dispose d'un délai maximum de six mois, conformément à l'article 5, paragraphe 5 de l'EBGL, pour approuver cette proposition, la réviser, ou envoyer une demande de modification à Elia. En d'autres termes, au moment où la CREG a communiqué la décision (B)2433 à ELIA, aucune certitude n'existait concernant la période de validité de la méthode de calcul du prix de déséquilibre incluse dans la décision (B)2433, étant donné que cette période de validité est indépendante de la date de soumission de la proposition de modification des T&C BRP.

51. Concernant les implications possibles de la décision (B)2433, la CREG rappelle que la méthode de calcul du prix de déséquilibre n'est pas conforme à l'article 6, paragraphe 5, du règlement 2019/943, à l'article 44, paragraphe 1^{er}, point b), de l'EBGL et, par conséquent, également à l'article 3, paragraphe 1^{er}, point b), et à l'article 3, paragraphe 1^{er}, point g), de l'EBGL comme décrit aux paragraphes 66 à 70 de la décision (B)2433. Tout compromis entre les parties prenantes et/ou toute courbe d'apprentissage basée sur l'expérience sont secondaires par rapport à ces exigences légales. En outre, les seules modifications demandées par la CREG à la méthode de calcul sont des suppressions. De ce fait, les coûts additionnels liés à la demande de modification devraient être très limités. Enfin, l'évaluation, réalisée par Elia, de l'impact de la participation du Bloc LFC d'Elia à la plateforme européenne aFRR examine les coûts liés à la participation. Étant donné que la demande de modification de la CREG crée des avantages supplémentaires pour les responsables d'équilibre par rapport à la méthodologie approuvée, la CREG considère que la demande de modification n'aura pas d'effet négatif sur les conclusions de cette évaluation. En d'autres termes, si l'analyse d'ELIA devait montrer qu'il est positif de se connecter à la plate-forme européenne aFRR, ce choix ne pourrait pas être remis en cause par la demande de modification.

52. Comme décrit au paragraphe 71 de la décision (B)2433, l'approbation de la méthodologie de calcul du prix des déséquilibres vise à ne pas priver les consommateurs finaux des avantages liés à la participation à la plateforme européenne aFRR. La demande de modification du 19 juillet 2022 permet de faire évoluer davantage la méthode de calcul du prix de déséquilibre vers un prix de déséquilibre reflétant l'état du système européen, conformément à l'EBGL et au Règlement 2019/943. Ce processus étape par étape, annoncé suffisamment à l'avance, est, selon la CREG, parfaitement cohérent.

4.2.5. Quant au fond

4.2.5.1. Résumé de l'argumentation d'Elia

53. Dans sa plainte en réexamen, Elia mentionne qu'un BRP dont la réaction implicite crée une saturation des frontières en cours de quart d'heure ne recevra pas immédiatement un incitant à freiner/réduire sa réaction. Il est possible que le BRP ne reçoive pas un tel signal avant le début du

quart d'heure suivant. La proposition de la CREG ne permet donc en aucun cas d'exclure le risque de créer des congestions en temps réel sur le réseau (belge ou étranger).

54. ELIA affirme aussi que la solution proposée par la CREG pour mitiger le risque de congestion consiste à demander aux opérateurs du Centre de contrôle national d'activer de la mFRR locale au moment où les frontières menacent de saturer, afin de corriger immédiatement le signal de prix envoyé aux BRP. Comme déjà exprimé précédemment par Elia, cette solution ne tient absolument pas compte de la réalité opérationnelle propre à l'exploitation du réseau en temps réel, ni de ce que les opérateurs sont en mesure de réaliser – ou non – dans ces circonstances.

55. Elia est convaincue que le volume de capacité de balancing à contracter par Elia peut être amené à augmenter si la proposition de la CREG devait être implémentée. A tout moment, Elia pourrait perdre la possibilité de *netting* et se retrouver avec un *System Imbalance* qui ne peut être intégralement résorbé par l'activation de réserves locales. Ce faisant, la Belgique aura inévitablement temporairement un ACE important et sur le long terme, cela augmentera automatiquement (et logiquement) les besoins de FRR en Belgique.

4.2.5.2. Réponse de la CREG

56. Premièrement la CREG remarque que le raisonnement d'ELIA suppose que les BRP ne réagissent qu'en regardant la valeur actuelle du prix de déséquilibre (ce qu'on appellera plus loin une stratégie myope). La CREG remarque que ce n'est pas la stratégie optimale pour un BRP. En effet un BRP qui se mettrait largement en déséquilibre à la fin d'une période de déséquilibre car le prix de déséquilibre lui est favorable (i) influencerait le prix de déséquilibre du quart d'heure actuel à son désavantage (cf. exemple au paragraphe 21 de la décision (B)2433), et (ii) démarrerait le quart d'heure suivant avec un déséquilibre à combler, ce qui augmenterait le risque encouru en cas de déséquilibre dans son portefeuille.

La CREG est d'avis que la proposition d'ELIA n'empêche pas qu'un BRP ayant une stratégie myope puisse créer une congestion. Pour illustrer cela, prenons l'exemple d'un BRP qui a un asset avec un cout marginal de 200 €/MWh. Nous faisons aussi les hypothèses suivantes: (i) la Belgique à un ATC d'export maximal de 100 MW (ii) la Belgique a un ATC d'import maximal de 200 MW (iii) le système a été court de 150 MW pendant les 12 premières minutes de l'intervalle avec un prix marginal transfrontalier de 500 €/MWh; et (iv) long de 100 MW la treizième et quatorzième minute avec un prix marginal transfrontalier de 50€/MWh. Dans ce cas, avec la formule d'ELIA, le prix de déséquilibre serait de $\frac{12 \cdot 150 \cdot 500 + 2 \cdot 100 \cdot 50}{12 \cdot 150 + 2 \cdot 100} = 455 \text{ €/MWh}$. Avec ce prix de déséquilibre, le BRP a un incitant à augmenter encore sa production, ce qui ferait en sorte de dépasser les ATC disponibles. On peut conclure de cet exemple que la formule d'ELIA peut aussi mener à un non-respect des ATC. La CREG est d'avis que le fait que le prix de déséquilibre ne donne pas instantanément un incitant à stopper la réaction d'un BRP ne vient pas d'une spécificité de la formule de la CREG mais est plutôt un point commun des différentes formules considérées – la raison étant que le prix de déséquilibre est calculé à partir d'une moyenne incluant les cycles d'optimisation passés.

La CREG note que la plainte en réexamen d'Elia reconnaît que les BRP ne réagiront pas immédiatement au prix marginal transfrontalier pour la fourniture d'énergie d'équilibrage aFRR. La plainte en réexamen note cette réaction tardive des BRP dans le contexte de l'incitation qu'un BRP reçoit pour redresser son déséquilibre. La CREG fait remarquer que cet argument s'applique de manière symétrique : à savoir que des prix élevés de l'énergie d'ajustement aFRR n'inciteront pas immédiatement les BRP à s'écarter consciemment de leur position d'équilibre. Même en cas de changements soudains des ATC (dus à l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR), il faut physiquement un certain temps (c'est-à-dire 15 minutes en cas de mFRR) avant que l'état sélectionné par le marché soit atteint. Cette inertie entre le signal de prix et les réponses physiques définit une fenêtre de temps dans laquelle Elia peut

gérer le risque de sécurité cité dans la plainte en réexamen. Comme mentionné dans le paragraphe précédent, Elia devrait appliquer une gestion des risques similaire dans la formule actuelle. La CREG ne considère donc pas qu'il soit impossible d'appliquer également cette gestion des risques à la formule sans corrections.

57. Deuxièmement, la CREG remarque que la formule d'ELIA peut créer des congestions sur le réseau belge. On illustre cela par la figure 1 ci-dessous. Dans cet exemple, on considère deux zones électriques au sein de la Belgique. On considère qu'avec les flux programmés, 135 MW devraient passer de la zone électrique 1 vers la zone électrique 2. On fait l'hypothèse que la demande dans la zone électrique 2 est 40 MW plus élevée que prévu. On suppose aussi qu'il y a 4 unités flexibles dans la zone 1 d'une capacité de 10 MW avec un cout marginal de respectivement 10,20,30 et 40 €/MWh et une unité flexible dans la zone électrique 2 d'une capacité de 50 MW avec un cout marginal de 50 €/MWh. Si on suppose que tous les BSP offrent leur énergie à leur cout marginal⁴, les offres de G1 et G5 sont transmises à la plateforme et l'offre de G2 est transmise partiellement à la plateforme (son activation complète risquerait de créer une congestion interne). Par contre, les offres de G3 et G4 ne sont pas transmises à la plateforme. Le prix d'équilibrage sera fixé par l'offre G5 à 50 €/MWh. On peut remarquer que ce prix incite les BRP ayant G2, G3 et G4 dans leur portefeuille à augmenter la production de ces unités. Ce faisant, les BRP vont dépasser la capacité de la ligne entre les deux zones électriques. On peut aussi constater que même si la capacité de la ligne est dépassée, l'incitant à augmenter la congestion est toujours présent. On peut conclure que, dans cette situation, le prix de déséquilibre proposé par ELIA peut inciter à créer des congestions sur le réseau interne.

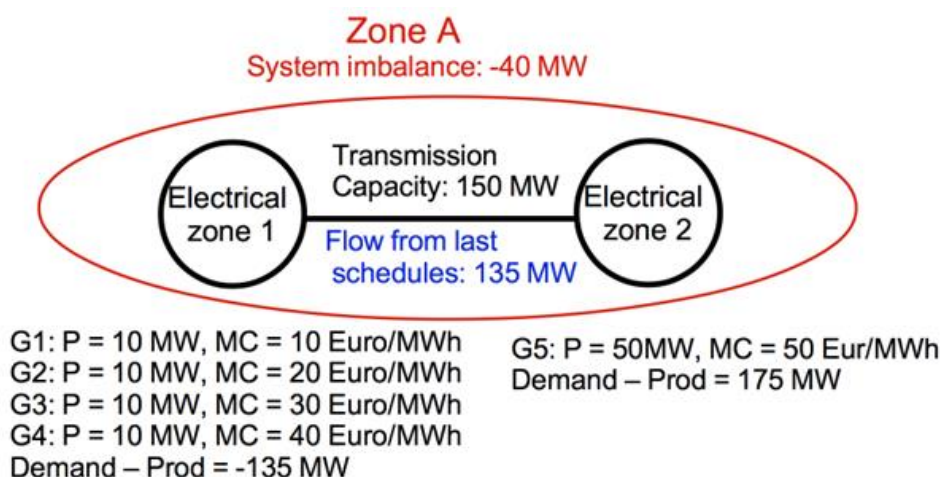


Figure 1: Exemple d'offres disponible dans deux zones électrique d'un LFC block

58. Troisièmement, dans le cadre des congestions transfrontalières, la CREG soutient la remarque d'Elia dans sa plainte en réexamen selon laquelle la réaction des BRP – lors de l'application d'un calcul *flow-based en balancing* – compliquera encore cette gestion du réseau. En effet, même en appliquant la formule d'Elia, une réaction des BRP belges pourrait créer des congestions en Europe. En conclusion, ce risque de sécurité de réseau n'est pas exclusivement présent dans la demande de modifications de la CREG mais aussi dans la méthode de calcul proposée par ELIA.

59. En conséquence, la CREG est d'avis que le calcul du prix de déséquilibre d'Elia ne permet pas de résoudre à long terme les risques susmentionnés. La CREG est donc d'avis que des mesures alternatives

⁴ On peut noter que les BSP de la zone électrique 1 n'ont pas intérêt à offrir leur vrai cout s'ils savent que le prix d'équilibrage sera fixé par l'unité de la zone 2 à 50 €/MWh. En effet, ils savent que seulement les 15 MW les moins chers de leur zone électriques seront transférés à la plateforme. De ce fait, ils ont un intérêt à *bidder* en dessous de leur cout marginal pour maximiser la chance que leur offre soit transmise à la plateforme.

et pérennes doivent être prises. La CREG précise qu'elle a proposé deux options pour mitiger le risque de congestion.

Premièrement, l'activation de mFRR. La réponse d'ELIA est que cette solution ne tient absolument pas compte de la réalité opérationnelle. Néanmoins, la CREG remarque qu'ELIA n'a jamais expliqué pourquoi cette option n'est pas réalisable en pratique. En effet, il n'est pas clair pour la CREG en quoi ces activations de mFRR seraient impossibles à réaliser, dans la mesure où le nombre de paramètres à analyser est relativement limité (les ATC avec les pays voisins).

Deuxièmement, le développement d'un *return to schedule* (similaire à celui pour les congestions internes) pour les congestions sur les interconnecteurs. La CREG remarque qu'ELIA n'a pas remis ce point en question. Il ne paraîtrait pas logique à la CREG qu'il ne soit pas possible techniquement de faire un *return to schedule* sur un asset créant une congestion sur un interconnecteur alors qu'il est possible de faire un *return to schedule* pour une congestion interne.

60. Concernant l'augmentation des réserves à contracter, la CREG remarque que, tant que le déséquilibre généré en Belgique est *netté*, celui-ci ne devrait pas faire augmenter le dimensionnement des réserves en Belgique, comme aussi évoqué par Elia dans sa plainte en réexamen. La CREG renvoie à l'article 157(1)(h) et (i) du SOGL⁵, qui exige que « *tous les GRT d'un bloc RFP veillent à ce que la capacité de réserve FRR positive (négative) ou une combinaison des capacités de réserve FRR et RR soit suffisante pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant au moins 99 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés au point a)* ». Comme les déséquilibres nettés ne doivent plus être couverts par les réserves, le *netting* réduit les capacités FRR à contracter dans le cadre des articles 157(1)(h) et (i) du SOGL.

Elia fait remarquer dans sa plainte en réexamen que la perte soudaine du *netting* pourrait entraîner des *Frequency Restoration Control Errors* (FRCE) importantes qui devraient être prises en compte dans le dimensionnement. La CREG renvoie vers l'exemple aux paragraphes 19-27 de la décision (B)2433 expliquant qu'il n'est pas dans l'intérêt d'un BRP de créer une congestion. La CREG renvoie également au paragraphe 6 de cette décision.

⁵Règlement 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

5. DÉCISION

Vu l'article 28 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Vu la décision (B)2433 du 19 juillet 2022 relative à la proposition d'Elia transmission Belgium portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires ;

Vu la plainte en réexamen contre cette décision déposée par Elia le 3 août 2022 ;

Considérant que cette plainte est recevable ;

Considérant les motifs énoncés aux paragraphes 19 à 60 de la présente décision ;

La CREG décide de rejeter la plainte en réexamen.

///

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

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction