

Décision

(B)2726

22 février 2024

Décision sur la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à la modification de la méthodologie pour déterminer la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia dans le cadre du Plan hivernal Balancing

Prise en application de l'article 213, §1, deuxième alinéa du code de bonne conduite du 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'attribution de capacité et la gestion des congestions

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|----|
| TABLE DES MATIÈRES | 2 |
| INTRODUCTION | 3 |
| 1. CADRE LÉGAL | 4 |
| 1.1. Droit européen | 4 |
| 1.2. Droit national..... | 5 |
| 1.2.1. Loi d'électricité | 5 |
| 1.2.2. Code de bonne conduite électricité | 6 |
| 2. ANTÉCÉDENTS | 8 |
| 3. CONSULTATION | 11 |
| 3.1.1. Généralités | 11 |
| 4. Analyse et évaluation des modifications proposées | 12 |
| 4.1. Remarques générales préalables | 12 |
| 4.2. Discussion | 12 |
| 4.2.1. Article 1 ^{er} - Dimensionnement de la capacité de réserve aFRR et mFRR..... | 12 |
| 4.2.2. Article 2 – Partage de réserves..... | 12 |
| 4.2.3. Déclenchement de la mesure..... | 13 |
| 4.2.4. Efficacité de la mesure | 13 |
| 4.2.5. Impact de la suppression de la contribution individuelle au partage des réserves, d'un bloc RFP voisin, sur la contribution totale au partage des réserves de tous les blocs RFP voisins | 14 |
| 4.2.6. Précision de la mise à disposition optimale de réserves FRR..... | 14 |
| 5. DÉCISION | 16 |
| ANNEXE 1..... | 17 |
| ANNEXE 2..... | 18 |
| ANNEXE 3..... | 19 |
| ANNEXE 4..... | 20 |

INTRODUCTION

En vertu de l'article 213, §1, deuxième alinéa, du code de bonne conduite du 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'attribution de capacité et la gestion des congestions (ci-après : « code de bonne conduite électricité »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine ci-dessous la demande de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : « Elia ») d'approbation de la proposition de modification de la méthodologie de détermination de la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia (ci-après : « LFC Means »).

La proposition de modification de LFC Means, établie en français, en néerlandais et en anglais (Annexe 1 de la présente décision) a été soumise par courriel à l'approbation dans un courrier du 2 octobre 2023. Sont annexés à ce courrier :

- une version consolidée des LFC Means avec les modifications en track changes (Annexe 2 de la présente décision)
- une note explicative en anglais (Annexe 3 de la présente décision) ;
- le rapport de consultation en anglais (Annexe 4 de la présente décision) ainsi que les réponses individuelles.

Simultanément à l'introduction de la proposition de modification des LFC Means, Elia soumet également une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP. Cette proposition fait l'objet d'une décision distincte.

La présente décision est organisée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie porte sur les antécédents de la proposition de modification de LFC Means. La troisième partie traite de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la proposition de modification de LFC Means. Enfin, la cinquième partie contient la décision proprement dite.

Cette décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 22 février 2024.

1. CADRE LÉGAL

1.1. Droit européen

1. L'article 32.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « règlement EBGL »), stipule :

« Tous les GRT d'un bloc RFP examinent et définissent régulièrement, au moins une fois par an, les besoins en capacité de réserve pour le bloc RFP ou les zones de programmation du bloc RFP en application des règles de dimensionnement visées aux articles 127, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485¹. Chaque GRT effectue une analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve, en vue de réduire au minimum les coûts associés à cette fourniture. Cette analyse tient compte des options suivantes pour la fourniture de capacité de réserve :

a) l'acquisition de capacité d'équilibrage au sein de la zone de contrôle et échange de capacité d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant ;

b) le partage des réserves, le cas échéant ;

c) le volume des offres d'énergie d'équilibre non contractualisées dont on prévoit la mise à disposition au sein de leur zone de contrôle et sur les plateformes européennes, compte tenu de la capacité disponible entre zones. »

2. L'article 5.1 de l'EBGL prévoit ce qui suit :

« Chaque autorité de régulation ou, le cas échéant, l'Agence, selon le cas, approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT, en application des paragraphes 2, 3 et 4. Avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies, l'Agence ou les autorités de régulation compétentes révisent les propositions si nécessaire, après avoir consulté les GRT respectifs, afin de s'assurer qu'elles sont conformes à la finalité du présent règlement et qu'elles contribuent à l'intégration du marché, à l'absence de discrimination, à une concurrence effective et au fonctionnement efficace du marché. »

3. L'article 3.18, du 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 (ci-après « règlement SOGL ») définit un bloc RFP ou un « bloc de réglage fréquence-puissance » comme suit :

« une partie d'une zone synchrone ou la totalité d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres blocs RFP, constitués d'une ou de plusieurs zones RFP, exploitée par un ou plusieurs GRT s'acquittant des obligations de réglage fréquence-puissance ; »

4. L'article 6.3, e) du SOGL prévoit : « Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région concernée, sur laquelle un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation concernée: méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119 en ce qui concerne:

- i. les restrictions de rampe pour la puissance active de sortie, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;*
- ii. les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14;*

¹ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant des lignes directrices relatives à la gestion des réseaux de transport d'électricité.

- iii. les mesures de réduction du FRCE consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152, paragraphe 16;
- iv. les règles de dimensionnement des FRR, conformément à l'article 157, paragraphe 1; »

1.2. DROIT NATIONAL

1.2.1. Loi d'électricité

5. La loi du 23 octobre 2022² a modifié, entre autres, l'article 8 de la loi électricité. Pour la décision actuelle est retenu :

« Art. 8. § 1. La gestion de chaque système destiné au transport, qui fait partie du réseau de transport ou coïncide avec celui-ci, est effectuée par un opérateur unique, désigné conformément à l'article 10.

Le gestionnaire du réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du [5 réseau de transport concerné]5, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes:

...

2° bis la responsabilité d'acquérir des services auxiliaires afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau;

...

§ 1/1. Dans le cadre de l'exécution de la tâche visée au 2° bis de l'alinéa 3 du paragraphe 1er, il acquiert des services d'équilibrage dans les conditions suivantes:

a) des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché;

b) la participation effective de l'ensemble des entreprises d'électricité et acteurs du marché qualifiés, y compris les acteurs du marché offrant de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, les acteurs du marché pratiquant la participation active de la demande, les gestionnaires d'installations de stockage d'énergie et les acteurs du marché pratiquant l'agrégation.

Aux fins de l'alinéa 1er, point b), la commission, sur proposition du gestionnaire de réseau faite après consultation des acteurs du marché, établit des exigences techniques de participation à ces marchés sur la base des caractéristiques techniques de ces services dans le code de conduite visé à l'article 11, § 2.

Les alinéas 1er et 2 s'appliquent également à la fourniture des services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence par les gestionnaires de réseau, à moins que la commission ne soit, sur la base d'un rapport d'évaluation de sa part publié sur son site Internet, parvenue à la conclusion que la fourniture fondée sur le marché d'un de ces services auxiliaires, ne permet pas de satisfaire aux conditions pour la fourniture de services auxiliaires telles que déterminées conformément à l'article 11, § 2, et qu'elle ait en conséquence accordé une dérogation à l'application de ces principes.

² Loi du 23 octobre 2022 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et transposant la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, publiée au M.B. du 26 octobre 2022.

Le code de bonne conduite visé à l'article 11, § 2, détermine les modalités de cette dérogation. Ces modalités peuvent, le cas échéant, comporter la possibilité de déroger à l'article V.2 du Code de droit économique.

Le gestionnaire du réseau encourage l'application de mesures d'efficacité énergétique lorsque celles-ci suppriment la nécessité d'étendre ou de remplacer d'une manière efficace en termes de coûts des capacités électriques et lorsqu'elles favorisent une exploitation sûre et efficace du réseau de transport.

La commission approuve les produits et les procédures d'appel d'offres pour les services auxiliaires non liés à la fréquence, sur proposition du gestionnaire de réseau, conformément à sa compétence en vertu de l'article 23, § 2, 51°.

L'obligation d'acheter des services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence visée à l'alinéa 4 ne s'applique pas aux composants pleinement intégrés au réseau.

Le gestionnaire du réseau acquiert l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans le réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles de marché. »

6. En outre, la loi du 23 octobre 2022, dans son article 12, a abrogé l'article 12quinquies de la loi électricité.

1.2.2. Code de bonne conduite électricité

7. Par décision (B)2409 établissant le code de bonne conduite relatif aux conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et relatif aux méthodes de calcul ou de détermination des conditions de fourniture de services auxiliaires et d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'allocation des capacités et de gestion de la congestion, et approuvant dans ce cadre la proposition d'Elia de procédures de raccordement au réseau de transport³ (ci-après : « code de bonne conduite électricité »), la CREG a adopté un code de bonne conduite pour l'électricité.

8. Conformément à l'article 213 du code de bonne conduite électricité, le gestionnaire du réseau de transport soumet à l'approbation de la CREG, en même temps que la proposition visée à l'article 6.3, e) du SOGL, les éléments suivants :

« § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau de transport organise une consultation publique sur la méthodologie pour déterminer, pour d'autres services d'équilibrage que le FCR, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre selon une analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve en application de l'article 32.1 de la ligne directrice européenne EBGL.

La méthodologie visée à l'alinéa premier, est soumise à l'approbation de la CREG par le gestionnaire du réseau de transport.

Le gestionnaire du réseau de transport publie sur son site internet la version approuvée par la CREG de cette méthodologie conformément à l'article 14.

§ 2. Le résultat de l'application pratique des méthodologies visées au paragraphe 1 est immédiatement soumis à la CREG par le gestionnaire du réseau de transport. »

³ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2409>

9. Il en résulte que la CREG a la compétence exclusive d'approuver la méthodologie pour la capacité d'équilibrage (aFRR, mFRR) qui doit être réservée auprès du BSP. Cette méthodologie est basée sur une analyse réalisée par Elia de la fourniture optimale de capacité de réserve visée à l'article 31.1 de l'EBGL, à savoir :

- l'acquisition de capacités d'équilibrage dans la zone de réglage et l'échange de capacités d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant ;
- le partage de réserves, le cas échéant ;
- le volume des offres d'énergie d'équilibrage non contractées qui devraient être disponibles à la fois dans leur zone de réglage et sur les plateformes européennes, en tenant compte de la capacité entre zones disponible.

10. Le terme « fournisseur de services d'équilibrage » ou « BSP » (Balancing Service Provider) est défini à l'article 2.6 de l'EBGL comme suit : « un acteur du marché disposant d'unités ou de groupes fournissant des réserves capable de fournir des services d'équilibrage aux GRT ».

11. En outre, l'article 214 du code de bonne conduite électricité spécifie que :

« Le gestionnaire du réseau de transport réalise au moins une fois par année une analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve, telle que visée à l'article 32.1 de la linedirectrice européenne EBGL, la communique dans les plus brefs délais à la CREG et la publie sur son site internet. La CREG contrôle les résultats obtenus ainsi que l'application de la méthode, déterminée en application de l'article 157 de la ligne directrice européenne SOGL et approuvées conformément à l'article 6 de la ligne directrice européenne SOGL, dont les paramètres utilisés pour déterminer la capacité de réserve. »

12. Enfin, l'article 215 du code de bonne conduite électricité spécifie que :

« § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau de transport publie sur son site internet les quantités de capacités d'équilibrage à acheter, après chaque application de la méthodologie visée à l'article 213.

§ 2. Le gestionnaire du réseau de transport publie également sur son site internet les informations, conformément à l'article 12.3, f), de la ligne directrice européenne EBGL, sur toutes les offres de capacité individuelles proposées à Elia, par direction et par unité de temps contractuelle pour la capacité, indépendamment de leur sélection dans la procédure d'achat. »

2. ANTÉCÉDENTS

13. Le 14 juin 2018, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation de la proposition commune de tous les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») de la zone synchrone Europe continentale concernant la détermination du bloc de réglage fréquence-puissance (ci-après : « bloc RFP ») en application de l'article 141.2 du SOGL. Cette proposition définit la structure des blocs RFP, des zones RFP et des zones de surveillance de la zone synchrone Europe continentale.

Pour la Belgique, cependant, la situation actuelle reste inchangée, à savoir que la Belgique forme un seul bloc RFP et se compose d'une zone RFP et d'une zone de surveillance. La CREG a approuvé cette proposition dans sa décision (B)1825 du 12 septembre 2018.

14. Le 3 décembre 2019, Elia a soumis à la CREG pour approbation une proposition modifiée de T&C du fournisseur de services d'équilibrage (ci-après : « BSP »). Par décision (B)2000/2 du 20 décembre 2019, la CREG a approuvé la proposition de contrat BSP en application des articles 6.1 et 6.3 de l'EBGL.

15. Le 6 décembre 2019, la CREG a approuvé dans sa décision (B)2026 la proposition « LFC Means » d'Elia, qui lui avait été soumise le 20 novembre 2019. Dans cette décision, la CREG a soulevé un certain nombre de questions, notamment :

- Paragraphe 23 : Elle demande à Elia de revoir si nécessaire la méthodologie de la seconde étape ci-dessus à la lumière des résultats de l'étude qui sera conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.8 de la proposition et de justifier auprès de la CREG toute conclusion à ce sujet.
- Paragraphe 26 : Toutefois, elle demande à Elia d'évaluer la valeur ajoutée d'une évaluation plus fréquente des volumes disponibles de ces offres d'énergie d'équilibrage, afin de pouvoir prendre en compte une période de deux ans avec des données historiques plus récentes. Sur cette base, la CREG demande à Elia de lui faire le cas échéant une proposition d'évolution de la méthodologie dans ce sens lors de la prochaine proposition concernant les LFC Means, ou de justifier de manière quantifiée pourquoi une telle proposition n'est pas souhaitable. L'évaluation se fera en même temps que l'étude conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.8 de la proposition.

Par cette décision, Elia met en œuvre l'article 32.1 de l'EBGL, c'est-à-dire les règles d'achat pour la quantité de capacité d'équilibrage nécessaire au sein du bloc RFP, Belgique.

16. Le 17 décembre 2020, la CREG a approuvé dans sa décision (B)2159 la proposition de modification « LFC Means » d'Elia, qui lui avait été soumise le 2 décembre 2020. Dans cette décision, la CREG a soulevé un certain nombre de questions, notamment :

- Paragraphe 55 : Elle continue à demander à Elia de revoir si nécessaire la méthodologie de la seconde étape ci-dessus à la lumière des résultats de l'étude qui sera conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.7 de la proposition LFC Means, et/ou lorsque des données suffisantes sont disponibles pour évaluer l'impact d'ALEGrO sur la répartition des réserves et de justifier auprès de la CREG toute conclusion à ce sujet.
- Paragraphe 57 : Elle relève toutefois qu'Elia évaluera en 2021 la valeur ajoutée d'une évaluation plus fréquente des volumes disponibles de ces offres d'énergie d'équilibrage dans le cadre d'un incitant discrétionnaire, afin de pouvoir estimer les volumes d'offres non contractualisées pour la période d'achat concernée. Sur cette base, la CREG demande à Elia de lui faire, le cas échéant, une proposition d'évolution de la méthodologie dans ce

sens lors de la prochaine proposition concernant les LFC Means, ou de justifier de manière quantifiée la raison pour laquelle une telle proposition n'est pas souhaitable. L'évaluation sera réalisée simultanément à l'étude menée durant le premier trimestre de chaque année, telle que visée à l'article 6.7 de la proposition.

Par cette décision, Elia met à nouveau en œuvre l'article 32.1 de l'EBGL, c'est-à-dire les règles d'achat pour la quantité de capacité d'équilibrage nécessaire au sein du bloc RFP, Belgique.

17. Par courrier électronique du 21 octobre 2022, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification du « LFC Means », rédigée en français, néerlandais et anglais.

Vu l'application temporaire de la modification proposée et vu l'évaluation à laquelle Elia s'engage, la CREG a approuvé la proposition modifiée de LFC Means en tant que *test case* pour évaluer objectivement l'impact des problèmes de sécurité d'approvisionnement à l'étranger. Néanmoins, la CREG formule déjà un certain nombre de points à améliorer par rapport à la proposition modifiée de LFC Means. Cette décision (B)2484 a été prise le 22 décembre 2022.

18. Par courrier électronique daté du 2 octobre 2023 (Annexe 1 de la présente décision), Elia a introduit une demande d'approbation concernant une proposition de modification des LFC Means et ce dans le cadre du Plan hivernal Balancing.

Elia indique dans sa lettre qu'en réponse à la crise énergétique causée par la guerre en Ukraine, des mesures à court terme doivent être proposées pour l'hiver 2022-2023 afin d'éviter d'avoir une capacité d'équilibrage insuffisante pour assurer un fonctionnement sûr et fiable du réseau. L'indisponibilité de réserves dans des conditions de marché tendues continuera à poser un réel risque de sécurité pour l'exploitation du réseau dans les années à venir, a déclaré Elia.

Elia a donc élaboré un cadre solide et à long terme en étroite collaboration avec la ministre fédérale de l'Energie et la CREG.

Le Plan hivernal Balancing a été annoncé par Elia dans le WG Balancing le 16 mai 2023 et expliqué en détail aux acteurs du marché le 29 juin 2023. Pour mettre en œuvre le Plan hivernal Balancing avant le 1^{er} novembre 2023 (début de la période hivernale), deux documents réglementaires doivent être adaptés.

Premièrement, Elia soumet une proposition de modification des LFC Means, conformément à l'article 213, §2 du code de bonne conduite électricité. Cette proposition de modification des LFC Means réintroduit le même processus que celui approuvé pour l'hiver 2022-2023 par la CREG par sa décision (B)2484 du 22 décembre 2022, qui limite temporairement la contribution du partage des réserves quant à la couverture des besoins de réserve mFRR à la hausse pendant les moments de conditions de marché tendues dans les pays avec lesquels Elia a conclu un accord de partage des réserves.

19. Ces périodes sont identifiées par Elia comme un risque car les volumes partagés sont considérés comme indisponibles dans des conditions de marché tendues à l'étranger. Sur la base d'une analyse quantitative approfondie, dont les résultats ont été partagés avec la CREG et le WG Balancing, Elia propose donc d'augmenter la capacité d'équilibrage requise de 250 MW pendant ces périodes. Cette proposition de modification des LFC Means répond à la demande formulée au paragraphe 23 de la décision (B)2026 et à la réitération de cette demande au paragraphe 55 de la décision (B)2159 de la CREG. La CREG renvoie à ce qu'elle a exposé au paragraphe 41 de la présente décision.

20. Cette proposition de modification des LFC Means ne répond toutefois pas à la demande formulée au paragraphe 26 de la décision (B)2026 et à la répétition de cette demande au paragraphe 57 de la décision (B)2159 de la CREG. Elia propose un calendrier pour répondre à cette demande. La CREG renvoie à ce qu'elle a exposé au paragraphe 44 de la présente décision.

21. Les annexes suivantes sont jointes au courrier électronique du 2 octobre 2023 :

- l'annexe 1 contient les versions française, anglaise et néerlandaise de la proposition de modification des LFC Means ;
- l'annexe 2 contient une version consolidée des LFC Means avec les modifications en track changes;
- l'annexe 3 contient une note explicative sur les LFC Means d'Elia, qui est également fournie avec des *track changes* ;
- l'annexe 4 contient le rapport de consultation en anglais et les réponses individuelles.

En outre, Elia a également soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP d'Elia (ci-après : « LFC BOA »), conformément à l'article 7(4) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission européenne du 2 août 2017 établissant des lignes directrices sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : « SOGL »).

Son approbation fait l'objet d'une décision distincte.

3. CONSULTATION

3.1.1. Généralités

22. Conformément à l'article 213, alinéa premier du code de bonne conduite électricité, Elia doit organiser une consultation publique sur sa proposition de modification des LFC Means. Cette consultation s'est déroulée du 18 août 2023 au 15 septembre 2023.

23. Elia a reçu deux réponses non confidentielles à cette consultation publique. Les réponses non confidentielles ont été formulées par :

- la FEBEG;
- FEBELIEC.

Les réponses originales sont incluses dans le rapport de consultation et ont été mises à disposition sur le site Internet d'Elia.

24. Le rapport de consultation a été joint au dossier qu'Elia a soumis à la CREG le 2 octobre 2023. Les réactions reçues y sont rassemblées et les raisons pour lesquelles les points de vue exprimés lors de la consultation ont été ou non pris en considération par Elia y sont exposées.

Les réactions couvrent plusieurs sujets, qui sont exposés ci-dessous et ce n'est que dans le cas où la CREG serait en désaccord soit avec la réponse de la/des acteur(s) du marché et/ou la réponse d'Elia à la réponse de la/des acteur(s) du marché et/ou la réponse d'Elia à la réponse de la/des acteur(s) du marché serait considérée comme insuffisante par la CREG. La discussion est traitée dans la partie 3 de la présente décision.

25. Sur la base de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1er, de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation dans le cadre de la présente décision, en application de l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, car Elia a organisé une consultation publique entre le 18 août 2023 et le 15 septembre 2023.

26. La CREG estime que cette consultation est une consultation publique effective, étant donné qu'elle a été organisée sur le site Internet d'Elia, qu'elle était facilement accessible, et qu'elle était suffisamment documentée.

27. La durée de la consultation publique s'élevait à 29 jours calendrier. Compte tenu de la nature des modifications et du calendrier proposés, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

4. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES

4.1. REMARQUES GÉNÉRALES PRÉALABLES

28. Cette analyse sera réalisée dans le même ordre que celui suivi par Elia dans sa proposition de modification des LFC Means.

29. Ce n'est que lorsque la CREG n'est pas d'accord avec les modifications proposées, ainsi que lorsque la CREG n'est pas d'accord avec les commentaires des acteurs du marché et/ou les réponses à ces commentaires et/ou le suivi donné par Elia, qu'ils sont discutés dans cette partie de la décision.

4.2. DISCUSSION

4.2.1. Article 1^{er} - Dimensionnement de la capacité de réserve aFRR et mFRR

30. Elia propose d'anticiper l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie de dimensionnement de l'aFRR telle qu'approuvée par la CREG le 19 juillet 2023 dans l'accord d'exploitation de bloc RFP d'Elia (ci-après : « LFC BOA »).

31. La CREG n'a pas de commentaires sur la modification proposée et l'approuve par conséquent.

4.2.2. Article 2 – Partage de réserves

32. Elia propose de modifier à 0 MW la valeur de la contribution du partage des réserves aux réserves mFRR positives lorsque, au moment de la publication de la capacité d'équilibrage mFRR positive à acheter, le centre de coordination régional (ci-après : « RCC ») envoie un avis indiquant qu'une situation critique du réseau (ci-après : « Critical Grid Situation ») a été identifiée dans un ou plusieurs États membres de l'UE avec lesquels Elia a conclu un accord de partage des réserves. Sur la base de cet avis, Elia mettra à jour la valeur de la contribution au partage des réserves à partir de trois jours avant la fourniture de la capacité d'équilibrage, et ce uniquement pour les unités de temps de contrat de capacité (ci-après : « CCTU ») couvertes par la notification de « situation critique du réseau ». La mise à jour est faite pour l'ensemble des 250 MW.

33. La page 7 de la note explicative clarifie l'hypothèse sous-jacente d'Elia. Elia y affirme que les réserves partagées seront probablement utilisées pour résoudre le problème de sécurité d'approvisionnement du pays en question, qui se trouve dans une « situation critique du réseau ». En raison de cette probable activation locale, Elia estime que les ressources partagées ne seraient plus disponibles pour Elia, même si la capacité de transport était encore suffisante. En effet, seule la capacité de transport historiquement disponible est prise en compte pour déterminer la contribution du partage des réserves. L'indisponibilité des ressources d'équilibrage partagées n'est pas prise en compte. Selon Elia, la suppression de la contribution au partage de réserves dans le cadre de l'analyse de la mise à disposition des réserves FRR, suite à la réception d'une notification d'une « situation critique du réseau » par le RCC, est donc justifiée

34. Dans sa décision (B)2484 du 22 décembre 2022, la CREG a évalué la proposition de modification des LFC Means soumise à l'époque, qui correspond en substance à la proposition de modification des LFC Means soumise actuellement, telle que décrite aux paragraphes 32 et 33 de la présente décision.

La CREG reprend ci-dessous l'évaluation qu'elle a faite dans sa décision (B)2484 en ce qui concerne les modifications proposées et leur impact, en tenant compte de l'objectif d'une mise à disposition optimale de la capacité de réserve conformément à l'article 32 de l'EBGL.

4.2.3. Déclenchement de la mesure

35. La proposition repose sur la communication par le RCC d'une « situation critique du réseau » concernant un problème de sécurité d'approvisionnement dans un ou plusieurs pays voisins. La CREG se demande si une telle communication constitue la prédiction la plus précise ou la plus fiable d'un problème de sécurité d'approvisionnement en temps réel.

En effet, un GRT ayant des problèmes de sécurité d'approvisionnement déclenchera la procédure du plan de défense du réseau. Le déclenchement d'une ou plusieurs mesures dans le plan de défense du réseau a pour conséquence que l'état d'urgence s'applique au réseau de transport du (ou des) GRT concerné(s).

36. Pour éviter d'acheter 250 MW de capacité d'équilibrage mFRR supplémentaire en journalier alors que 250 MW de partage de réserves seraient encore disponibles en temps réel, par exemple en actualisant les prévisions et en estimant plus précisément la capacité transfrontalière disponible, la notification qu'un ou plusieurs réseaux de transport sont en état d'urgence est un déclencheur plus précis et plus fiable de la mesure. La proposition de modification des LFC Means répond à ce commentaire en adaptant la contribution de la capacité de réserve partagée positive aux nouvelles informations sur la « situation critique du réseau », comme indiqué dans l'article 4(7) a. ii. modifié de la proposition. Néanmoins, seule l'expérience réelle montrera si le processus d'actualisation est le plus efficace pour le bon fonctionnement des marchés.

4.2.4. Efficacité de la mesure

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

Cette assistance comprend, entre autres, (i) l'activation de l'énergie d'équilibrage disponible et (ii) la demande de soutien de puissance active par ses fournisseurs de services d'équilibrage et par un SNG raccordé dans sa zone RFP qui ne fournit pas encore de services d'équilibrage pour le GRT (c'est-à-dire comme les *slow starting units*). En d'autres termes, même si Elia achète 250 MW de capacité d'équilibrage supplémentaire, ces volumes ne seront pas disponibles pour Elia car ils devront être activés pour aider le GRT voisin dont le réseau de transport est en état d'urgence. Comme cette assistance doit être fournie conformément au règlement E&R, l'efficacité de la mesure proposée par Elia dans les LFC Means est limitée, voire nulle, lorsqu'un bloc RFP voisin, ou le propre bloc RFP d'Elia, est en état d'urgence en temps réel. Si ni le bloc RFP d'Elia ni le bloc RFP d'un pays voisin ne sont en état d'urgence, il n'y a pas de problème de sécurité d'approvisionnement et la mesure perd également son utilité. Par conséquent, la CREG considère a priori que la mesure n'atteint pas son but et/ou son utilité, à savoir disposer de ressources d'équilibrage pour utilisation dans le bloc RFP d'Elia pour compenser l'indisponibilité du partage de réserves. La CREG estime dès lors qu'il est préférable, tant

pour le bon fonctionnement des marchés que pour la sécurité du système, que l'exportation de volumes d'énergie vers le GRT en état d'urgence ait déjà lieu pendant le marché journalier plutôt que pendant la fenêtre de temps d'équilibrage.

38. La proposition de modification des LFC Means ne tient pas suffisamment compte de cette observation de la CREG. Lors des échanges informels entre Elia et la CREG, Elia a fait valoir qu'elle devait toujours disposer d'une capacité de réserve suffisante en vertu de l'article 157 du SOGL. La CREG renvoie à ses commentaires au paragraphe 25 de la décision de la CREG (B)2748 du 22 février 2024. La CREG renvoie également à la section 4.2.6 de cette décision concernant la mise à disposition optimale des réserves FRR. Ces deux explications suggèrent qu'Elia dispose fréquemment d'une capacité de réserve supérieure à sa capacité de réserve calculée. Par conséquent, la CREG estime qu'il est nécessaire de maximiser la précision de la mise à disposition de la capacité de réserve et de contrôler l'efficacité de la mesure sur la base des expériences réelles, et demande à Elia d'agir en conséquence.

4.2.5. Impact de la suppression de la contribution individuelle au partage des réserves, d'un bloc RFP voisin, sur la contribution totale au partage des réserves de tous les blocs RFP voisins

39. La suppression de la disponibilité du partage des réserves dans un ou plusieurs pays ne réduit pas nécessairement la contribution au partage des réserves de 250 MW, car la contribution du partage des réserves dans les autres pays reste disponible. Une analyse plus détaillée de la réduction de la contribution au partage des réserves en raison de l'indisponibilité du partage des réserves en France, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et/ou en Allemagne est requise pour réduire le coût pour le consommateur final, conformément à l'article 32 de l'EBGL.

40. A la page 7 de la note explicative, Elia fait référence à l'analyse qu'elle a partagée lors du *Working Group Balancing* du 29 juin 2023. Cette analyse montre que le partage de 250 MW de réserves a pu principalement se faire grâce aux interconnexions avec la Grande-Bretagne et la France. Il s'agit là d'un argument en faveur de l'application de la proposition de modification des LFC Means uniquement en cas de pénurie dans l'un des pays voisins ou les deux. Néanmoins, l'analyse reflète également le fait que la capacité de transport disponible devient plus limitée à mesure que les prix journaliers augmentent. Elia avance qu'il ne faut pas compter sur le partage des réserves car, en cas de pénurie dans l'un des quatre pays voisins, des prix élevés en résulteront.

41. La CREG estime que l'analyse exposée au paragraphe 40 de la présente décision est suffisamment étayée pour justifier la proposition de modification des LFC Means. Néanmoins, la CREG est d'avis que des données réelles sont nécessaires pour vérifier l'exactitude et la fiabilité des conclusions de l'analyse. Comme l'article 4(7) d. de la proposition de modification de LFC Means impose un reporting à la CREG des volumes partagés avec les pays voisins pendant les périodes liées à une « situation critique du réseau », cette vérification par Elia et sa communication à la CREG est également d'application.

4.2.6. Précision de la mise à disposition optimale de réserves FRR

42. Conformément à l'article 157(4) du SOGL, tous les GRT d'un bloc de réglage fréquence-puissance (ci-après : « bloc RFP ») sont tenus de disposer à tout moment d'une capacité de réserve suffisante sous forme de FRR. La mise à disposition de capacité de réserve sous la forme de FRR peut se faire par la combinaison de trois options : le partage de réserves, la disponibilité en temps réel d'offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées et la contractualisation de la capacité d'équilibrage FRR.

43. La CREG constate que l'analyse de la mise à disposition ne tient pas compte de la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées conformément à l'article 32.1, c) de l'EBGL. Les figures 1 et 2 de la note explicative jointe à la proposition de modification des LFC Means montrent effectivement que les volumes potentiellement disponibles peuvent être suffisamment élevés pour compenser la perte de partage de réserves, et ce avec une certitude relativement élevée. Ce potentiel peut également être présent lorsque les prix sont élevés.

À titre d'exemple, le 4 avril 2022 à 07h00-08h00, le prix du marché journalier français était de 2 712,99 €/MWh. A 08h00-09h00, le prix du marché journalier français était de 2 987,78 €/MWh. Les prix respectifs sur le marché journalier belge étaient de 202,50 €/MWh et 230 €/MWh. Pendant ces périodes de pénurie commerciale, les volumes non contractés d'offres positives d'énergie d'équilibrage mFRR disponibles pour Elia étaient en moyenne d'environ 1,3 GW⁴, soit plus qu'assez pour compenser une éventuelle réduction de 250 MW de partage des réserves.

La CREG estime donc qu'au moins l'énergie d'équilibrage FRR non contractée disponible doit être prise en compte de manière statique, idéalement par le biais d'une détermination dynamique de la contribution des offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées disponibles.

44. Elia s'engage à développer davantage la détermination dynamique de la contribution des offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées disponibles, après la participation à l'une des plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage.

La CREG estime que son commentaire concernant la mise à disposition optimale doit aussi être traité effectivement à ce moment-là.

⁴ Calculé par la CREG sur la base des données disponibles sur l'Open Data Platform d'Elia, disponible à l'adresse <https://opendata.elia.be/pages/home/>

5. DÉCISION

Conformément à l'article 213, §1, deuxième alinéa, du code de bonne conduite du 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'attribution de capacité et la gestion des congestions, la CREG approuve la proposition relative à la modification de la méthodologie pour déterminer la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia.

Ces modifications entreront en vigueur le 1^{er} mars 2024.

La CREG invite Elia à tenir compte des points d'attention énumérés aux paragraphes 36, 38 et 44 de la présente décision lors d'une proposition ultérieure de modification des LFC Means.

///

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 d'Elia de modification de la méthodologie de détermination de la capacité d'équilibrage requise (LFC Means) en français, néerlandais et anglais

2 octobre 2023

ANNEXE 2

Version consolidée des LFC Means avec les modifications en *track changes*

2 octobre 2023

ANNEXE 3

Note explicative en anglais

2 octobre 2023

ANNEXE 4

Rapport de consultation accompagné des réponses individuelles intégrales

2 octobre 2023