

Décision

(B)2484

22 décembre 2022

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

Prise en application de l'article 213, 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
1.3. Arrêt de la Cour de justice, C 767/19, du 3 décembre 2020	7
2. ANTÉCÉDENTS	8
3. CONSULTATION	12
4. EXAMEN DE LA PROPOSITION	13
4.1. Examen des Remarques formulées lors de la consultation publique	13
4.1.1. Febeg	13
4.1.2. Febeliec.....	14
4.2. Analyse du contenu de la proposition de modification	15
4.2.1. Déclenchement de la mesure.....	15
4.2.2. Efficacité de la mesure	16
4.2.3. 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	17
4.2.4. Précision de la mise à disposition optimale de réserves FRR.....	17
5. DÉCISION	18
ANNEXE 1.....	19
ANNEXE 2.....	20
ANNEXE 3.....	21
ANNEXE 4.....	22
ANNEXE 5.....	23

INTRODUCTION

En vertu de l'article 213, 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 21 octobre 2022. Sont annexés à ce courrier :

- une note explicative en anglais (Annexe 2 de la présente décision) ;
- le rapport de consultation en anglais (Annexe 3 de la présente décision) ainsi que les réponses individuelles.

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 décembre 2022.

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

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.

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.

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 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.

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 pour approbation, 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 ligne*

directrice 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. »

1.3. ARRÊT DE LA COUR DE JUSTICE, C 767/19, DU 3 DÉCEMBRE 2020

13. S'agissant de la compétence du régulateur national, la Cour a décidé, entre autres aux points 99, 100, 104, 106, 109 et 110, que l'approbation des méthodes et conditions relatives aux règles d'équilibrage est une compétence exclusive de la CREG.

2. ANTÉCÉDENTS

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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 (Annexe 1 de la présente décision).

19. Par cette proposition, Elia souhaite ajouter un nouvel article 4.7 des LFC Means dans le but de réduire à 0 MW la valeur du partage des réserves en vertu de l'article 4.6 a) des LFC Means pendant la période hivernale du 1^{er} novembre 2022 au 31 mars 2023. Cette réduction s'applique uniquement pour les périodes de fourniture de la capacité d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle (ci-après : « mFRR ») qui font l'objet d'une communication du Centre de coordination régional (ci-après : « RCC ») au sujet d'une « Critical Grid Situation » (ci-après également : « situation critique du réseau) concernant un problème d'adéquation dans un ou plusieurs États membres de l'UE avec lesquels Elia a conclu un accord de partage des réserves.

Ce nouvel article 4.7 se lit comme suit : « *Du 1^{er} novembre 2022 au 31 mars 2023, Elia peut temporairement réduire à 0 MW la contribution de la capacité de réserve partagée positive, incluse dans le dimensionnement tel que spécifié à l'article 4(6), lorsqu'elle reçoit une notification du centre de coordination régional concerné d'une situation critique du réseau concernant un problème de sécurité d'approvisionnement dans un ou plusieurs pays avec lesquels Elia a conclu un accord de partage des réserves.* »

« a. A partir de J-3, et jusqu'à la publication de la capacité d'équilibrage positive à acheter conformément à l'article 6(5),

i. Elia informera le marché dès que raisonnablement possible (via la plateforme d'information interne d'Elia, Elia Group IIP) de la réduction de la contribution de la capacité partagée positive à 0 MW dès réception de la notification de la situation critique du réseau ;

ii. Elia peut mettre à jour les informations pour réduire à 0 MW la contribution de la capacité partagée positive.

b. Elia limitera la réduction à 0 MW de la contribution de la capacité partagée positive à une ou plusieurs CCTU du jour J couvrant les périodes considérées comme risquées.

c. Elia fournira les communications reçues du centre de coordination régional à la CREG dès que raisonnablement possible après avoir reçu la notification de la situation critique du réseau.

d. Elia fera rapport à la CREG au plus tard un mois après le 31 mars 2023 sur la disponibilité des volumes partagés avec les pays voisins pendant les périodes liées à une situation critique du réseau. »

20. Pour permettre ce processus, l'article 5.6 des LFC Means supprime la référence à la valeur fixe de 250 MW de capacité partagée positive.

La proposition d'adaptation est la suivante : « [...] L'analyse de la disponibilité des offres non contractées pour l'énergie d'équilibrage mFRR, complétée par la capacité FRR partagée disponible, montre qu'il n'y a pas de capacité positive significative disponible au-delà de la capacité partagée positive spécifiée à l'article 4(6). »

21. Enfin, quelques clarifications sont proposées à l'article 4.6 des LFC Means.

L'article est remplacé par le suivant : « Conformément à l'article 4(5), en tenant compte d'un critère de percentile 99 pour déterminer les besoins en capacité de réserve sur la base d'une distribution de probabilité des déséquilibres positifs et négatifs attendus du bloc RFP, comme spécifié à l'article 8(2) du LFCBOA, en tenant compte du projet de modification de l'analyse LFC Means de la disponibilité historique de la capacité de transport restante après la période infrajournalière, et en tenant compte de l'exigence de limiter les activations programmées car l'activation des réserves partagées doit rester une mesure exceptionnelle, Elia fixe :

- a) la capacité partagée positive incluse dans le dimensionnement à 250 MW ;
- b) la capacité partagée négative incluse dans le dimensionnement à 350 MW ».

22. Elia propose comme calendrier de mise en œuvre que les modifications proposées entrent en vigueur immédiatement, après approbation par la CREG, mais pas avant le 30 octobre 2022.

L'article 7 des LFC Means est adapté comme suit : « Les LFC Means entrent en vigueur après approbation de l'autorité nationale de régulation. Les LFC Means n'entreront pas en vigueur avant le 30 octobre 2022, jour de la détermination de la capacité d'équilibrage pour le 1^{er} novembre 2022. »

23. Figurent en annexe de la lettre du 21 octobre 2022 :

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

24. Enfin, par lettre du 25 juillet 2022, la ministre de l'Energie a communiqué à la CREG le plan hiver approuvé en Conseil des ministres le 21 juillet 2022 (annexe 5 de la présente décision).

Le plan hiver approuvé indique au point 22 ce qui suit :

« Elia maintient à tout moment des capacités de réserve pour assurer l'équilibre du réseau. Une partie de cette production (250 MW) est contractée à l'étranger. Afin de garantir une indépendance maximale, il sera demandé à Elia de s'abstenir temporairement de faire appel à des capacités étrangères pour constituer ces réserves. Concrètement, cela signifie que pour une capacité supplémentaire de 250 MW, on ferait appel à la capacité flexible nationale. Ce faisant, les fournisseurs de participation active de la demande, de stockage et de générateurs de secours en particulier seront appelés à participer aux enchères de ces services auxiliaires cet été encore. »

Entre-temps, la ministre de l'Energie a exprimé le souhait que l'achat de 250 MW soit soumis à une obligation d'appel d'offres pour l'hiver 2022-2023. L'obligation d'appel d'offres sera élaborée par la rédaction d'un arrêté royal en application de l'article 32 de la loi électricité

L'article 32 de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie ou de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations ou pour l'intégrité du réseau de transport, le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, après avis de la commission et en concertation avec le gestionnaire du réseau, prendre les mesures de sauvegarde nécessaires, y compris des dérogations temporaires aux dispositions de la présente loi.

Ces mesures doivent provoquer le moins de perturbations possibles dans le fonctionnement du marché intérieur européen et ne doivent pas excéder la portée strictement indispensable pour remédier aux difficultés soudaines qui se sont manifestées.

Le ministre notifie immédiatement ces mesures aux autres Etats membres de l'Union européenne et à la Commission européenne. »

Au cours de contacts informels avec la Commission européenne, la ministre de l'Energie a été informée de ce qui suit :

- 1) une telle mesure (obligation d'appel d'offres) pourrait soit (1) relever de la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157(4) du SOGL, soit (2) être prise en vertu du règlement 2019/941 pour autant qu'une des bases juridiques susmentionnée soit appliquée de manière cohérente.
- 2) une telle mesure temporaire, en ce compris l'obligation d'appel d'offres, ne serait pas contraire à l'article 40 (4) de la directive européenne 2019/944 (les GRT acquièrent des services d'équilibrage sous réserve de ce qui suit : a) des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché), ni contraire à l'article 32 (2) du règlement (UE) 2017/2195 (EBGL) (Les règles relatives à l'acquisition de capacités d'équilibrage sont conformes aux principes suivants: (a) la méthode est fondée sur le marché au moins pour les réserves de restauration de la fréquence et les réserves de remplacement), sous réserve que la fixation des prix soit totalement libre ;
- 3) Conformément à l'article 59, paragraphe 7, b) de la directive européenne 2019/944 (cf. CJUE, affaire C-767/19), une telle mesure temporaire pourrait être adoptée en vertu du règlement européen 2019/941 par un arrêté royal d'un État membre.

3. CONSULTATION

25. 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.

26. La consultation a eu lieu du 20 septembre 2022 au 11 octobre 2022.

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

- la FEBEG;
- FEBELIEC.

28. La CREG poursuivra l'examen des remarques et des réponses des acteurs du marché et d'Elia dans la partie 4 de la présente décision, et ce pour autant que la CREG ne soit pas d'accord avec la remarque de l'acteur du marché ou la réponse donnée par Elia à une remarque d'un acteur du marché. Les commentaires et réponses inclus dans le rapport de consultation avec lesquels la CREG est d'accord ne sont pas repris dans la présente décision.

29. 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 20 septembre 2022 et le 11 octobre 2022.

30. 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.

31. La durée de la consultation publique s'élevait à 21 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. EXAMEN DE LA PROPOSITION

32. L'examen de la proposition est traité dans les points 4.1 et 4.2. Le point 4.1 traite des commentaires formulés lors de la consultation publique. Au point 4.2, la CREG analyse le contenu de la proposition de modification des LFC Means.

Dans le point 4.3, la CREG expose son point de vue sur une éventuelle méthodologie à adapter pour déterminer l'achat de la capacité d'équilibrage requise dans le bloc RFP d'Elia sans avoir recours aux accords de partage des réserves qu'Elia a conclus avec les Etats membres de l'UE voisins.

4.1. EXAMEN DES REMARQUES FORMULÉES LORS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

4.1.1. Febeg

33. Selon la FEBEG, l'achat de réserves FRR doit être dynamique et robuste dans le temps, et la sécurité du réseau doit être garantie à tout moment. La FEBEG indique également qu'il faut prendre des marges suffisantes lors de la détermination des réserves et qu'il est risqué d'être trop dépendant des pays voisins.

Elia est d'accord avec ce commentaire et considère les modifications proposées comme un bon exemple de la manière dont les défis régionaux doivent être pris en compte lors de la détermination de la disponibilité du partage des réserves.

La CREG partage le point de vue selon lequel l'analyse de la mise à disposition de la capacité d'équilibrage d'Elia, conformément à l'article 157 du SOGL, doit se faire de manière dynamique. Toutefois, la CREG ne partage pas l'avis selon lequel le caractère dynamique de la mise à disposition des réserves doit uniquement conduire à une augmentation de la capacité d'équilibrage à acheter, et donc à une augmentation des coûts pour les consommateurs finals. Ainsi, sur base de la figure 2 de la note explicative d'Elia (annexe 2 de la présente décision), la CREG constate que le potentiel des offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées, y compris le partage des réserves avec l'étranger, dépasse plus de 90 % du temps les 250 MW utilisés dans l'analyse actuelle de la mise à disposition. Pendant environ 30 % du temps, les offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées, y compris le partage des réserves, sont au moins aussi importantes en volume que la capacité d'équilibrage mFRR qu'Elia contracte actuellement. Selon la CREG, le caractère dynamique de l'analyse de la mise à disposition doit fonctionner dans les deux sens.

34. La FEBEG signale également que la mesure temporaire ne fournit pas suffisamment de certitude ni de signaux d'investissement. Dans sa réponse, la FEBEG fait référence à la baisse de la mise à disposition de réserves FRR et au fait que, par conséquent, la flexibilité a quitté le marché. La FEBEG réitère donc sa position en faveur d'un cadre réglementaire stable.

Elia reconnaît la nécessité d'un cadre réglementaire stable et d'une vision à long terme. Pour cela, elle se réfère aux réponses données lors de la consultation publique concernant la réduction de la capacité d'équilibrage aFRR à acheter.

La CREG renvoie à l'article 32 de l'EBGL, qui prévoit que le coût de la mise à disposition des réserves FRR doit être réduit au minimum. La très bonne qualité de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence (ci-après : « FRCE ») montre que le coût de la mise à disposition de réserves aFRR peut être

encore réduit sans compromettre la sécurité du réseau. Le cadre réglementaire européen doit répondre à l'objectif de réduction des coûts. Comme indiqué au paragraphe 33, la CREG estime que le cadre réglementaire devra encore évoluer pour remplir cet objectif de manière efficace et dynamique.

35. Enfin, la FEBEG indique que la publication transparente de la « situation critique du réseau » trois jours à l'avance est importante pour informer et former les équipes opérationnelles.

Elia répond que dès qu'elle recevra un message concernant une « situation critique du réseau » de la part du RCC, elle en informera le marché sans délai via sa plateforme d'information interne et qu'elle contactera les BSP de manière bilatérale en vue d'offrir des volumes supplémentaires. Le plan de communication sera discuté par Elia avec les acteurs du marché via le Working Group balancing du 27 octobre 2022.

La CREG salue l'engagement de la FEBEG de mettre à disposition d'Elia des offres de capacité d'équilibrage supplémentaires suite à la réception d'informations sur une « situation critique du réseau ».

4.1.2. Febeliec

36. Febeliec se demande si une approche intermédiaire ne pourrait pas être proposée, par exemple en réduisant la valeur du partage des réserves avec de plus petits volumes.

Elia répond qu'elle a examiné cette possibilité, mais que cela s'avérerait impossible sur le plan opérationnel. Elia fait valoir qu'on ne peut pas attendre d'elle qu'elle demande d'abord les informations nécessaires aux autres GRT, qu'elle les analyse ensuite et qu'elle commence enfin à déterminer la contribution exacte du partage des réserves. En effet, Elia s'attend à ce que le potentiel des autres GRT soit également limité.

La CREG partage l'avis de Febeliec. En effet, l'objectif de l'article 32 de l'EBGL est de réduire le coût de la mise à disposition des réserves FRR, ce qui signifie concrètement réduire le coût pour le consommateur final. La CREG se demande d'ailleurs pourquoi il est possible de contacter les GRT pour l'activation du partage des réserves en temps réel, mais pas de contacter les GRT en journalier ? En outre, la CREG note que l'article 4.7.d de la proposition de modification des LFC Means engage Elia à contacter tous les GRT voisins avec lesquels Elia a un accord de partage de réserves afin de réaliser l'analyse de manière précise et objective.

En outre, la CREG s'interroge sur les analyses supplémentaires à effectuer par Elia, étant donné que la disponibilité de la capacité transfrontalière doit déjà être connue, puisqu'elle sert d'entrée aux calculs du RCC pour arriver à la décision d'une « situation critique du réseau » ?

37. Enfin, sur la base de données historiques, Elia peut analyser approximativement comment la contribution du partage des réserves varie en fonction des limites disponibles. La CREG s'attend à ce que même cette analyse approximative entraînera des avantages pour le consommateur final, en se référant à la contribution de 150 MW du partage des réserves si le bloc RFP d'Elia est encore uniquement connecté aux blocs RFP de RTE et de Tennet. La réponse d'Elia est donc jugée insuffisante par la CREG. Malgré les remarques formulées par la CREG au paragraphe 36 de la présente décision, mais compte tenu de la décision du gouvernement visée au paragraphe 24 de la présente décision, la CREG peut approuver la modification des LFC Means pour la période hivernale 2022-2023. La CREG considère l'approbation comme un *test case* (voir paragraphe 41 de la présente décision).

4.2. ANALYSE DU CONTENU DE LA PROPOSITION DE MODIFICATION

38. Elia modifie la valeur de la contribution du partage des réserves aux réserves mFRR positives chaque fois que, au moment de la publication de la capacité d'équilibrage mFRR positive à acheter, le RCC envoie un avis indiquant qu'une situation critique du réseau 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. Par conséquent, Elia n'effectue pas d'analyse concernant la valeur réelle attendue de la contribution du partage des réserves, mais part toujours du principe qu'aucune contribution du partage des réserves ne peut être attendue.

39. La page 6 de la note explicative clarifie l'hypothèse sous-jacente d'Elia. Elia y affirme que les réserves partagées seront 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 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 pour la période hivernale du 1^{er} novembre 2022 au 31 mars 2023 inclus. La CREG présente ci-dessous son évaluation détaillée des modifications proposées et de leur impact. Dans l'ensemble, la CREG observe que plusieurs points d'amélioration devraient être apportés à l'analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve conformément à l'article 32 de l'EBGL.

40. Vu l'application temporaire de la modification proposée et vu l'évaluation à laquelle Elia s'engage à l'article 4.7.d de la proposition modifiée de LFC Means, la CREG peut approuver 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, dans la partie 4.3 ci-dessous, la CREG formule déjà un certain nombre de points à améliorer par rapport à la proposition modifiée de LFC Means.

4.2.1. Déclenchement de la mesure

41. La proposition repose sur la notification 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). 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.

4.2.2. Efficacité de la mesure

42. 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* visées dans les règles d'équilibrage). Comme cette assistance doit être fournie conformément au règlement E&R, l'efficacité de cette mesure 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 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 compenser l'indisponibilité du partage de réserves.

43. En outre, la CREG note que le partage des réserves a été très rarement appliqué dans la pratique. En 2017, le partage de réserves à la hausse a été activé pendant une journée, et en 2019 et 2021 pendant une heure respectivement. Pour les années 2016, 2018 et 2020, il n'a pas été fait appel au partage des réserves. Il n'y a pas eu de partage des réserves en 2022 jusqu'au 14 novembre 2022.

44. L'analyse menée par Elia au début de 2022 montre que l'achat supplémentaire de 250 MW de capacité d'équilibrage n'est pas nécessairement disponible directement dans le bloc RFP d'Elia. Elia a calculé⁴ que la marge moyenne des offres d'énergie d'équilibrage mFRR disponibles n'est que d'environ 200 MW. L'achat supplémentaire par Elia de 250 MW de capacité d'équilibrage mFRR retire simultanément cette capacité des autres marchés de gros de l'électricité. Le consommateur final est donc exposé à une double augmentation des coûts : d'une part, en raison de l'augmentation du coût d'achat de la capacité d'équilibrage mFRR et, d'autre part, en raison de l'augmentation du prix de gros pour la fourniture d'électricité en Belgique.

45. La CREG considère donc qu'il est indiqué de rechercher des solutions alternatives qui soient à la fois rentables et garantissent effectivement la sécurité du système. La CREG est consciente que, pour cette période hivernale, le temps manque pour le faire, c'est pourquoi les modifications des LFC Means sont considérées par la CREG comme un *test case*.

Ainsi, l'article 13 des règles d'équilibrage approuvées par la CREG⁵ permet déjà à Elia, dans des circonstances exceptionnelles, d'activer des unités avec des restrictions techniques selon la procédure de l'article 7 de l'accord sur les procédures d'exploitation des blocs RFP (ci-après : « LFC BOA ») approuvé le 6 décembre 2019 par la décision (B)2025 de la CREG⁶. Cette mesure atténue le risque d'une erreur importante de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence (ci-après : « FRCE ») résultant de l'épuisement des réserves FRR disponibles ou d'événements extraordinaires non couverts par la méthodologie de dimensionnement. Dans le cadre de cette mesure, Elia peut activer la capacité qui ne peut être activée dans le délai maximal d'activation complète des réserves FRR. Le volume activé

⁴ Voir paragraphe 29 et annexe 2 de la décision (B)2363 de la CREG du 10 juin 2022

⁵ Les règles d'équilibrage actuellement applicables ont été approuvées par la décision (B)2085 de la CREG du 18 juin 2020, et peuvent être consultées sur le site d'Elia ou en annexe de la décision à l'adresse <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

⁶ La version consolidée du LFC BOA approuvé le 6 décembre 2019 se trouve en annexe de la décision (B)2025, qui peut elle-même être consultée à l'adresse <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2025>

par Elia grâce à cette mesure est limité à ce qui est nécessaire pour ramener le risque résiduel d'un FRCE important à un niveau acceptable.

4.2.3. 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

46. La CREG renvoie à son commentaire formulé au paragraphe 36 en réponse à la suppression de la contribution au partage des réserves au lieu d'une réduction. 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.

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

47. 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.

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 LFC Means montrent effectivement que les volumes potentiellement disponibles peuvent être élevés même en cas de prix extrêmement élevés à l'étranger. À titre d'exemple, le 4 avril 2022 à 07h00-08h00, le prix du marché journalier français était de 2 712,99 €/MWh. À 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 GW⁷, soit plus qu'assez pour compenser une éventuelle réduction de 250 MW de partage des réserves. La CREG formule donc l'amélioration selon laquelle une détermination dynamique de la contribution au partage des réserves soit complétée par une détermination dynamique de la contribution des offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées disponibles.

⁷ 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, 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, sur la base du paragraphe 41, et étant entendu que les modifications approuvées entrent en vigueur au plus tôt le 1^{er} novembre 2022 et se terminent le 31 mars 2023.

La CREG invite Elia, conformément aux modifications approuvées à l'article 4.7 des LFC Means, à communiquer à la CREG l'analyse qui y est mentionnée pour la fin avril 2023 au plus tard.

La CREG invite Elia à tenir compte des points d'attention énumérés dans la partie 4.3 de la présente décision en cas de proposition ultérieure de modification des LFC Means.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. 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

21 octobre 2022

ANNEXE 2

Note explicative en anglais

21 octobre 2022

ANNEXE 3

Rapport de consultation accompagné des réponses individuelles intégrales

21 octobre 2022

ANNEXE 4

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

21 octobre 2022

ANNEXE 5

Lettre de la ministre de l'Energie comportant en annexe le plan hiver approuvé par le Conseil des ministres

25 juillet 2022