

Décision

(B)2538
19 juillet 2023

Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia dans le cadre du dimensionnement dynamique de l'aFRR

prise conformément à l'article 6.3.e) 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

Non confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. DROIT EUROPEEN	4
2. ANTECEDENTS	6
2.1. GENERALITES	6
2.2. CONSULTATION	8
3. ANALYSE ET EVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSEES.....	9
3.1. ANALYSE DE LA PROPOSITION DE MODIFICATION DES LFC BOA DU 19 AVRIL 2023.....	9
3.1.1. Remarques préliminaires générales.....	9
3.1.2. Article 1 ^{er} : Calendrier de mise en œuvre.....	10
3.1.3. Article 2 : Objet.....	10
3.1.4. Article 3 : Mesures visant à réduire le FRCE en exigeant des changements dans la production ou la consommation d'énergie active des unités de production et de consommation d'énergie conformément à l'article 152(16) du règlement SOGL	11
3.1.5. Article 4 : Règles de dimensionnement de la capacité de réserve FRR.....	11
3.1.6. Article 5 : Détermination du rapport entre le FRR automatique et le FRR manuel	12
3.1.7. Article 6 : Détermination de la limitation de la capacité de réserve FRR après le partage du FRR	13
3.1.8. Article 7 : Détermination de la limitation de la capacité de réserve FRR après le partage du FRR	13
3.1.9. Article 8 : Procédures d'escalade en vertu de l'article 157(4) du règlement SOGL	13
3.1.10. Article 9 : Exigences de disponibilité pour le FRR et exigences de qualité des règles définies conformément à l'article 158(2) du règlement SOGL.....	13
4. DECISION	14
ANNEXE 1.....	15
ANNEXE 2.....	16
ANNEXE 3.....	17
ANNEXE 4.....	18

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après la « CREG ») analyse ci-dessous la demande d'approbation de la proposition du gestionnaire de réseau, Elia Transmission Belgium SA (ci-après : « Elia ») de modification des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP (ci-après « la proposition de LFC BOA ») visés à l'article 6.3.e) 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 : le « règlement SOGL ») qui a été soumise à la CREG par courrier électronique du 19 avril 2023.

Le courrier électronique du 19 avril 2023 comporte :

- La proposition d'amendement à l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia en langues anglaise, néerlandaise et française (annexe 1 de la présente décision) ;
- Une note explicative de l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia en langue anglaise (annexe 2 de la présente décision) ;
- Le rapport de consultation en langue anglaise y compris les réponses reçues individuellement (annexe 3 de la présente décision).

Avec cette proposition, Elia régularise la méthode de détermination de ratio minimum de capacité de réserve automatique sous forme de FRR et de capacité de réserve manuelle sous forme de FRR, dans le but de respecter les paramètres cibles FRCE selon l'article 128 du règlement SOGL. Elle soumet cette méthode à l'approbation de la CREG, conformément à l'article 119.1, h) du règlement SOGL.

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie porte sur les antécédents de la proposition de LFC BOA. Dans la troisième partie, la CREG analyse la proposition. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 19 juillet 2023.

1. CADRE LEGAL

1.1. DROIT EUROPEEN

1. L'article 6.1, du règlement SOGL prévoit que :

« Chaque autorité de régulation approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application des paragraphes 2 et 3. L'entité désignée par l'État membre approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application du paragraphe 4. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre. »

2. L'article 6.3, e), du règlement SOGL prévoit que :

« 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:

e) 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;

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; ».

3. Les dispositions relatives aux accords opérationnels pour les blocs RFP, énoncées à l'article 119, du règlement SOGL sont les suivantes :

« 1. Dans les douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque bloc RFP élaborent conjointement des propositions communes concernant:

a) lorsque le bloc RFP comporte plusieurs zones RFP, les paramètres cibles du FRCE pour chaque zone RFP définie conformément à l'article 128, paragraphe 4;

b) le superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134, paragraphe 1;

c) les restrictions de rampe pour la production de puissance active, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;

d) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités entre les différents GRT au sein du bloc RFP, conformément à l'article 141, paragraphe 9;

e) s'il y a lieu, la désignation du GRT responsable des tâches visées à l'article 145, paragraphe 6;

f) des exigences supplémentaires concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151, paragraphe 3;

g) les procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR et RR, définies conformément à l'article 152, paragraphe 8;

h) les règles de dimensionnement des FRR, définies conformément à l'article 157, paragraphe 1;

i) les règles de dimensionnement des RR, conformément à l'article 160, paragraphe 2;

j) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 157, paragraphe 3, et, s'il y a lieu, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 160, paragraphe 6;

k) la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157, paragraphe 4, et, s'il y a lieu, la procédure d'escalade définie conformément à l'article 160, paragraphe 7;

l) les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158, paragraphe 2, et, s'il y a lieu, les exigences de disponibilité des RR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 161, paragraphe 2;

m) le cas échéant, toute limite applicable à l'échange de FCR entre les zones RFP des différents blocs RFP situés dans la zone synchrone CE et à l'échange de FRR ou de RR entre les zones RFP d'un bloc RFP situé dans une zone synchrone comportant plusieurs blocs RFP, définie conformément à l'article 163, paragraphe 2, à l'article 167 et à l'article 169, paragraphe 2;

n) les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté en ce qui concerne l'échange de FRR et/ou RR avec les GRT des autres blocs RFP, définis conformément à l'article 165, paragraphe 6;

o) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR, définis conformément à l'article 166, paragraphe 7;

p) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR entre des zones synchrones, définis conformément à l'article 175, paragraphe 2;

q) les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14; et

r) 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.

2. Tous les GRT de chaque bloc RFP soumettent les méthodologies et conditions énumérées à l'article 6, paragraphe 3, point e), pour approbation, à toutes les autorités de régulation du bloc RFP concerné. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque bloc RFP concluent un accord d'exploitation de bloc RFP qui entre en vigueur dans les trois mois après l'approbation des méthodologies et conditions. »

4. L'article 157.1, du règlement SOGL prévoit :

« Tous les GRT d'un bloc RFP fixent les règles de dimensionnement des FRR dans l'accord d'exploitation de bloc RFP. »

5. Conformément à l'article 6.6, du règlement SOGL toutes les propositions et méthodologies, dont la proposition de bloc RFP, comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du règlement SOGL (énoncés à l'article 4), ou conformément à l'article 6.6 du règlement SOGL :

« 6. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises à l'Agence, parallèlement à leur soumission aux autorités de régulation. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies. »

6. En application de l'article 7.4, du règlement SOGL les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, ou les autorités de régulation ou les entités désignées responsables de leur adoption conformément à l'article 6, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des méthodologies font l'objet d'une consultation si celle-ci est requise conformément à la procédure énoncée à l'article 11 du règlement SOGL, et elles sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 5 et 6 du règlement SOGL.

2. ANTECEDENTS

2.1. GENERALITES

7. Le 25 août 2017, le règlement SOGL a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est ensuite entré en vigueur le 14 septembre 2017. Ce règlement vise à fixer des règles détaillées et harmonisées concernant la gestion du réseau de transport de l'électricité. Cette harmonisation doit se faire à l'échelon européen et régional.

8. Dans les douze mois suivant l'entrée en vigueur, le 14 septembre 2018, tous les GRT de chaque bloc RFP élaborent conjointement les méthodologies et les conditions qui font partie du LFC BOA pour la zone de réglage d'Elia. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque bloc RFP concluent un accord d'exploitation de bloc RFP qui entre en vigueur dans les trois mois après l'approbation des méthodologies et conditions.

9. Un bloc de réglage fréquence-puissance (bloc RFP) se définit comme 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 (Article 3.18, du règlement SOGL).

10. Par accord opérationnel d'un bloc RFP (LFC BOA) on entend un accord multipartite entre tous les GRT d'un bloc RFP si ce bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, et une méthodologie opérationnelle pour le bloc RFP qui est appliquée unilatéralement par le GRT concerné si ce bloc est géré par un seul GRT (Article 3.136, du règlement SOGL).

11. La structure des blocs RFP a été déterminée dans une proposition commune développée par tous les GRT de la zone synchrone « Europe Continentale », et ce conformément aux exigences prévues dans l'article 141.2 du règlement SOGL.

12. Par décision du 12 septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition commune, formulée par Elia et tous les GRT de la zone synchrone d'Europe Continentale, relative à la détermination des blocs

RFP¹. Dans cette décision la CREG approuve la structure des blocs RFP, des zones RFP et des zones de surveillance pour la zone synchrone d'Europe continentale. Pour la Belgique, la proposition correspond à la situation actuelle. La Belgique est un bloc RFP, constitué d'une seule zone RFP et d'une seule zone de surveillance.

13. Le 14 septembre 2018, la CREG a reçu par courrier d'Elia pour approbation, la proposition de méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. Le 14 mars 2019, la CREG a décidé de demander à Elia des modifications de cette proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia la proposition modifiée des méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP. La proposition modifiée contient les éléments conformes à la décision précitée de la CREG. Le 27 mai 2019², la CREG a décidé d'approuver la proposition modifiée. Elle formule cependant quelques demandes à Elia, à prendre en compte dans les prochaines versions du document, à savoir :

« Avant la date d'entrée en vigueur et la publication sur son site Internet du LFC BOA approuvé, Elia est priée de donner suite aux remarques formulées au titre 3.3.3 de la présente décision et de communiquer par lettre à la CREG qu'elle y a donné suite.

Elia est également tenue de donner suite aux remarques mentionnées aux paragraphes 61, 62, 89, 94, 143, 144, 145 et 146 de la présente décision, ainsi qu'aux paragraphes 86, 88, 89 et 142. »

14. Le 20 novembre 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia, pour approbation, la proposition de modification des méthodologies et conditions contenues dans les accords opérationnels des blocs RFP (ci-après : « LFC BOA »). Le 6 décembre 2019³, la CREG a décidé d'approuver les modifications proposées. Cependant, la CREG a formulé également quelques remarques en demandant à Elia d'y donner suite. Ces remarques concernent (i) la description de la procédure en cas d'épuisement des FRR, la procédure d'escalade et les mesures en cas de risque de tempête, (ii) la dynamisation de la méthode de détermination du ratio entre les FRR automatiques et manuelles, (iii) la dynamisation de la méthode de détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR suite à la répartition des FRR.

15. La proposition de modification des LFC BOA du 30 septembre 2021, telle qu'approuvée par la CREG via la décision (B)2344 du 10 février 2022, répond à la remarque (i).

16. Les remarques (ii) et (iii) n'ont toujours pas été abordées dans la proposition de modification des LFC BOA du 23 juin 2022. La CREG attend déjà depuis le 6 décembre 2019 la réponse d'Elia aux deux remarques. La CREG est toujours d'avis que les deux remarques (ii) et (iii) doivent être réalisées par Elia, et ce, d'ici la prochaine modification des LFC BOA.

17. La dynamisation des besoins aFRR (c.-à-d. la remarque (ii) du paragraphe 16 de la présente décision) était l'une des impulsions⁴ en 2020 mais n'a pas encore été mise en œuvre parce que le résultat de l'incitant ne tient pas compte des exigences de qualité de fréquence à respecter en vertu des articles 157(2)(b) et 128 du règlement SOGL. Par conséquent, les besoins aFRR étaient toujours fixés statiquement.

18. La proposition de modification des LFC BOA du 23 juin 2022 faisait suite à une demande de modification de la CREG du 7 avril 2022 (annexe 4 de la présente décision). L'absence de détermination dynamique de la capacité de réserve aFRR minimale requise pour respecter la qualité actuelle du FRCE entraîne des coûts injustifiés pour les consommateurs finaux. La proposition de modification des LFC BOA du 23 juin 2022 a seulement révisé la capacité de réserve aFRR requise en ajustant la méthodologie statique préexistante. Comme la proposition de modification des LFC BOA du 23 juin 2022 ne répondait pas suffisamment à la demande de modification de la CREG du 7 avril 2022, la CREG, dans sa décision du 14 juillet 2022, a formulé à Elia l'attente qu'elle donne suite aux remarques des

paragraphes 41 et 42 de la décision (B)2435 du 14 juillet 2022 dans le cadre d'une prochaine modification des LFC BOA.

19. Avec la proposition de modification des LFC BOA du 19 avril 2023, Elia vise à répondre à la demande de la CREG visée au paragraphe précédent de rendre plus dynamique la méthode de détermination du rapport entre le FRR automatique et le FRR manuel. Elia cherche à répondre à la remarque (ii) du paragraphe 16 avec la proposition de modification des LFC BOA du 19 avril 2023.

2.2. CONSULTATION

20. L'article 11.1, du règlement SOGL oblige formellement Elia à organiser une consultation publique relative à la proposition de modification des LFC BOA. Elia a organisé une consultation publique du 24 février 2023 au 24 mars 2023 inclus.

21. Elia a reçu quatre réactions non confidentielles à la proposition de modification des LFC BOA :

- FEBEG
- FEBELIEC
- Centrica Business Solutions (ci-après : « CBS »)
- BSTOR

Les réponses initiales figurent dans le rapport de consultation et sont disponibles sur le site web d'Elia.

Le rapport de consultation a été joint au dossier soumis par Elia à la CREG en date du 19 avril 2023. Les réactions reçues ont été fusionnées dans ce rapport de consultation qui mentionne les motifs pour lesquels les positions exprimées lors de la consultation ont ou n'ont pas été prises en considération par Elia. Ces réactions portent sur différents thèmes, exposés en détail ci-dessous si la CREG n'est pas d'accord avec la réponse de l'/des acteur(s) du marché et/ou la réponse d'Elia à la réponse de l'/des acteur(s) du marché et/ou la réponse d'Elia à la réponse de l'/des acteur(s) du marché est jugée insuffisante par la CREG. Cette discussion fait l'objet de la troisième partie de la présente décision.

22. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser, en application de l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, de consultation, étant donné qu'Elia a déjà organisé une consultation publique du 24 février 2023 au 24 mars 2023 inclus.

La CREG juge cette consultation publique effective, étant donné qu'elle s'est tenue sur le site Web d'Elia, qu'elle était facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web, et qu'elle était suffisamment documentée. Par ailleurs, Elia a envoyé un e-mail à toutes les personnes enregistrées sur son site Web.

La consultation a duré 1 mois. Compte tenu de la nature des modifications proposées, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

3. ANALYSE ET EVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSEES

3.1. ANALYSE DE LA PROPOSITION DE MODIFICATION DES LFC BOA DU 19 AVRIL 2023

3.1.1. Remarques préliminaires générales

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

24. Seules les modifications proposées avec lesquelles la CREG n'est pas d'accord, de même que les remarques des acteurs de marché et/ou les réponses qui y ont été données et/ou la suite qui leur a été réservée par Elia, avec lesquelles la CREG n'est pas d'accord, sont traitées dans la présente partie de la décision.

25. En plus de ce qu'Elia répond au message général concernant les réactions de la FEBEG et de CBS, la CREG souhaite rapporter en plus ce qui suit. La Febeg et CBS soutiennent l'évolution vers une détermination dynamique du rapport entre la capacité de réserve aFRR et mFRR. Ils indiquent également qu'il n'est pas souhaitable de réduire la capacité de réserve aFRR requise, que ce soit par la méthode statique actuelle ou par la boucle de rétroaction de la méthode dynamique proposée. Outre la crainte qu'Elia ne soit pas en mesure d'exploiter correctement le réseau électrique en raison d'un dimensionnement qui ne tiendrait pas compte de la qualité du FRCE, ces acteurs du marché ont également exprimé leur inquiétude quant à l'impact négatif sur les plans d'affaires des développeurs de capacité aFRR en cas de diminution de la capacité de réserve aFRR.

La CREG se réfère à cet égard aux articles 157(2)(b) et 157(2)(c) de la RÈGLEMENT SOGL, qui constituent la base de l'élaboration de la méthodologie permettant de déterminer le rapport entre la capacité de réserve aFRR et la capacité de réserve mFRR. Ces articles prévoient explicitement que la méthode probabiliste de détermination de la capacité de réserve FRR et le rapport entre la capacité de réserve aFRR et la capacité de réserve mFRR doivent être déterminés à l'aide des paramètres cibles FRCE. Aucun autre critère n'est inclus dans ces articles. Avec la proposition de modification des LFC BOA du 19 avril 2023, Elia cherche à déterminer le ratio requis entre la capacité de réserve aFRR et la capacité de réserve mFRR en respectant les paramètres cibles FRCE. C'est un impératif pour la CREG. En outre, la CREG demande que la méthode probabiliste de détermination de la capacité de réserve FRR tienne compte, à terme, de la qualité FRCE.

La CREG se réfère également à l'évolution du coût de la création d'une capacité d'équilibrage aFRR. En 2020, ce coût était d'environ 27 millions d'euros. En 2021, les coûts ont augmenté pour atteindre environ 121 millions d'euros, et en 2023, ils s'élèvent déjà à 175 millions d'euros. Compte tenu de cette augmentation exubérante des coûts, il est inacceptable que la CREG achète plus de capacité d'équilibrage aFRR que ce qui est nécessaire au minimum pour assurer la sécurité du système. Étant donné que la qualité FRCE dans le bloc LFC d'Elia est plus performante que ce qui est requis par les paramètres cibles FRCE, la détermination du rapport entre la capacité de réserve aFRR et la capacité de réserve mFRR devrait être revue. La réduction de la capacité de réserve aFRR requise de 145 MW à 117 MW est une première étape logique vers une méthodologie dynamique pour déterminer le ratio entre les réserves aFRR et les réserves mFRR, qui réduit également le coût de la construction de la capacité d'équilibrage aFRR pour les consommateurs finaux dans l'attente d'une méthodologie plus robuste et dynamique.

Enfin, la construction de capacité d'équilibrage ne sert principalement qu'à assurer la sécurité de fonctionnement du système européen, en temps réel. Elle ne vise pas à créer un dossier commercial positif pour les acteurs du marché, bien que ces deux éléments puissent se conjuguer. Les prix du marché, allant du marché journalier aux marchés d'équilibrage de l'énergie, éventuellement complétés par le mécanisme de rémunération des capacités, fournissent déjà des signaux d'investissement suffisants aux acteurs du marché pour créer un dossier commercial positif, en tenant compte de *l'empilement des valeurs*. En outre, la CREG n'est pas d'accord avec la réaction des acteurs du marché selon laquelle le développement du marché aFRR sera freiné lorsque la capacité de réserve aFRR requise diminuera. La CREG rappelle au marché que plus de 1.000 MW de capacité FRR sont actuellement nécessaires. Le fait que seule une partie soit couverte par la capacité de réserve aFRR est dû au coût exubérant de la construction d'une capacité de réserve aFRR par rapport au coût de la construction d'une capacité de réserve mFRR. Ce coût élevé de la construction d'une capacité de réserve aFRR indique que l'offre de capacité de réserve par les BSP est rare par rapport à la capacité de réserve demandée par Elia.

3.1.2. Article 1^{er} : Calendrier de mise en œuvre

26. Les modifications de l'article concernent l'entrée en vigueur d'une méthode de détermination de ratio de capacité de réserve sous forme de FRR automatique et de FRR manuel. Elia propose que la méthodologie modifiée entre en vigueur le 1er octobre 2024. En outre, Elia précise que la méthodologie modifiée et approuvée n'entrera pas en vigueur avant l'heure de fermeture du guichet du marché de capacité d'équilibrage aFRR à 9h J-1, qui aura été approuvée par la CREG sur proposition d'une prochaine modification des T&C BSP aFRR qu'Elia doit encore soumettre à la CREG. Dans le rapport de consultation, Elia s'est engagée à avancer l'heure de fermeture du guichet de 16h J-2 à 9h J-1 d'ici le 1er octobre 2024. Toujours dans le rapport de consultation, Elia écrit qu'elle testera ce changement sur le marché pendant l'été 2023.

27. Le rapport de consultation indique que « les changements n'entreront pas en vigueur avant l'introduction de la clôture des enchères pour la capacité d'équilibrage aFRR à 9h J-1 après approbation dans une version ultérieure des Conditions et modalités pour les fournisseurs de services d'équilibrage pour la réserve de rétablissement de fréquence avec activation automatique (aFRR), ci-après dénommées les T&C BSP aFRR ». Elia soutient que cette notification devrait être considérée comme clarifiant la date d'entrée en vigueur au 1er octobre 2024. L'ajout cité n'est pas une condition supplémentaire, mais une clarification. La CREG approuve la date d'entrée en vigueur du 1er octobre 2024. En outre, la CREG prend note de l'engagement d'Elia de tout mettre en œuvre pour que, pour le 1er octobre 2024, la CREG ait également approuvé l'avancement de la clôture de l'enchère pour la capacité d'équilibrage aFRR à 9h J-1. En ce qui concerne ce dernier point, la CREG fait valoir que si la date du 1er octobre 2024 n'est pas respectée, cela ne peut empêcher l'entrée en vigueur de la méthodologie visant à déterminer le ratio de capacité de réserve sous la forme de FRR automatique et de FRR manuel le 1er octobre 2024.

3.1.3. Article 2 : Objet

28. Elia propose que la participation des unités aux mesures d'atténuation du FRCE (article 7 du BOA LFC modifié), aux procédures en cas d'épuisement des FRR (article 12 du LFC BOA modifié) et aux procédures d'escalade (article 13 du LFC BOA modifié) ne soit plus limitée aux unités de production d'électricité. Par conséquent, toutes les unités, y compris les installations de demande et les unités de stockage, peuvent participer à ces mesures ou procédures.

29. La CREG n'a pas de remarques à formuler sur ces modifications.

3.1.4. Article 3 : Mesures visant à réduire le FRCE en exigeant des changements dans la production ou la consommation d'énergie active des unités de production et de consommation d'énergie conformément à l'article 152(16) du règlement SOGL.

30. Elia propose que les unités qui ne communiquent pas de programmes à Elia soient également incluses dans l'application de la mesure.

31. La CREG n'a pas de remarques à formuler sur ces modifications.

3.1.5. Article 4 : Règles de dimensionnement de la capacité de réserve FRR

32. Elia propose que, lors de la détermination de la capacité de réserve positive et négative requise sous forme de FRR, les déséquilibres historiques du bloc LFC sur lesquels Elia s'appuie soient corrigés par la compensation des déséquilibres.

33. La CREG est d'accord avec Elia de corriger les déséquilibres du bloc RFP d'Elia en utilisant les échanges de compensation des déséquilibres avant de déterminer la capacité de réserve FRR. En effet, la compensation des déséquilibres couvre les déséquilibres du bloc RFP d'Elia comme moyen alternatif à la capacité de réserve sous forme de FRR. Par conséquent, la capacité de réserve sous forme de FRR est suffisante pour couvrir les déséquilibres restants du bloc LFC, déduction faite de la compensation des déséquilibres. Ce n'est que de cette manière que la construction de la capacité de réserve du FRR prend en compte toutes les ressources d'équilibrage disponibles dans le système européen.

34. La CREG constate que, dans le cadre de la méthode probabiliste de détermination de la capacité de réserve FRR, les déséquilibres du bloc LFC ne sont pas encore corrigés par la compensation des déséquilibres. Febeliec a répondu lors de la consultation publique que le dimensionnement des FRR devrait prendre en compte la compensation des déséquilibres. Elia a répondu à cette réaction en indiquant qu'elle ne pouvait pas donner son accord pour des raisons juridiques, techniques et opérationnelles. La CREG n'est pas d'accord avec la réponse d'Elia.

35. Premièrement, la section 157(2)b du règlement SOGL stipule que la capacité de réserve FRR du bloc LFC, telle que déterminée par la méthode probabiliste, doit être suffisante pour respecter les paramètres cibles actuels du FRCE. Le paragraphe 25 de la présente décision aborde ce point.

36. Deuxièmement, un objectif inhérent à une méthode *probabiliste* est de refléter la variabilité et l'incertitude des variables stochastiques. L'argument consistant à retirer une variable stochastique d'une méthode probabiliste en raison de sa nature stochastique n'a guère de sens. Si la compensation des déséquilibres est trop incertain et variable, le résultat de la méthode probabiliste reflétera également cette même nature stochastique, en particulier, la capacité de réserve FRR requise sera plus élevée.

37. Troisièmement, la CREG ne partage que partiellement l'avis d'Elia selon lequel la manière actuelle de déterminer le potentiel des parties de réserves tiendrait pleinement compte de la compensation des déséquilibres. En effet, la méthode utilisée aujourd'hui repose sur les capacités transfrontalières disponibles après la fenêtre temporelle intrajournalière. Cela suppose que le partage des réserves sera toujours disponible. Toutefois, depuis que la CREG a approuvé les moyens LFC modifiés le 22 décembre 2022 par le biais de la décision (B)2484, il ne s'agit plus d'un cas standard. Cette décision a approuvé une mesure temporaire : lorsqu'une *situation critique* du réseau est annoncée par le *centre de coordination régional*, elle a pour effet de réduire le partage des réserves à zéro pour Elia, en supposant qu'aucune ressource d'équilibrage ne peut être échangée, tandis que le potentiel de compensation des déséquilibres reste inchangé. Si cette mesure temporaire est rétablie, la compensation des déséquilibre ne sera plus pris en compte à ces moments-là pour déterminer la capacité de réserve FRR.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur ces modifications.

3.1.6. Article 5 : Détermination du rapport entre le FRR automatique et le FRR manuel

38. Elia propose de modifier la méthodologie qui détermine le rapport entre le FRR automatique et le FRR manuel. L'amendement décrit le dimensionnement journalier basé sur une méthode probabiliste. La méthode probabiliste calcule d'abord une fonction de vraisemblance pour les activations de l'aFRR pour chaque période de 5 minutes du jour suivant. La fonction de vraisemblance est créée à l'aide de simulations d'activations de l'aFRR basées sur les observations historiques les plus récentes sur une période de deux ans. Les interruptions forcées, les déconnexions du marché ou les périodes de problèmes de qualité des données sont éliminées de la série chronologique. Ces fonctions de densité de probabilité sont créées pour chaque période de 5 minutes de la journée. Le résultat de la méthode est une valeur de détresse aFRR journalière et est obtenu comme la moyenne arithmétique des activations aFRR selon les fonctions de densité de probabilité calculées, par 5 minutes, et ce pour toute la journée.

Ce résultat est corrigé par une boucle de rétroaction pour corriger les sur- ou sous-estimations structurelles par rapport à la qualité FRCE. La correction est effectuée proportionnellement avec un facteur de performance égal au rapport entre la qualité FRCE observée et les paramètres cibles réels du FRCE. Deux facteurs de performance sont calculés : l'un annuel et l'autre mensuel. Les deux facteurs de performance seront limités à 80 % (limite inférieure) et 120 % (limite supérieure) pour assurer la stabilité de la méthode. Si la performance selon ces facteurs de performance est meilleure que les paramètres cibles FRCE, le résultat de la méthode probabiliste sera corrigé à la baisse, et vice versa.

39. La CREG note que la méthode probabiliste tient compte de la qualité FRCE. Il est vrai que la qualité FRCE n'est prise en compte que par le biais d'une boucle de rétroaction. La détermination des réserves aFRR se fait dans un premier temps sur la base des 5'-FRCE dans le bloc LFC d'Elia, ce qui n'est pas un critère au sens de l'article 157(2)(b) du règlement SOGL. La boucle de rétroaction corrige le résultat de la méthode probabiliste en partant de l'hypothèse d'une relation linéaire entre l'aFRR moyen requis simulé et la qualité FRCE. Il limite également le potentiel de la boucle de rétroaction en appliquant des limites supérieures et inférieures.

40. Malgré les observations formulées au paragraphe 39, la CREG estime que la proposition de modification des LFC BOA répond déjà à la demande de la CREG de rendre dynamique la méthodologie pour déterminer le rapport entre le FRR automatique et le FRR manuel sur la base des paramètres cibles FRCE et de la qualité FRCE. Par conséquent, la CREG estime que les modifications proposées peuvent être acceptées, étant entendu que la CREG surveillera le résultat de la méthodologie. En effet, la remarque du paragraphe 42 de la décision 2435 de la CREG, du 14 juillet 2022, reste d'actualité. Il reste nécessaire que la CREG détermine les réserves aFRR nécessaires sur la base des exigences objectives, techniques et minimales nécessaires du système telles que stipulées dans le règlement SOGL, évitant ainsi des coûts inutiles pour le consommateur final. Dans ce cadre, la CREG note que les éléments énumérés au paragraphe 39 de la présente décision peuvent être révisés sur la base de l'expérience acquise par le biais d'une proposition de modification des LFC BOA ou par le biais d'une demande d'une telle proposition.

41. La CREG constate également que le coût de création des réserves FRR n'est actuellement pas pris en compte dans la méthode probabiliste avec boucle de rétroaction telle que décrite au paragraphe 38 de la présente décision. La CREG est d'avis que la création de réserves aFRR doit tenir compte du coût de la création de réserves aFRR par rapport à l'alternative (c'est-à-dire la création de réserves mFRR ou FCR). Étant donné que le coût de construction des réserves aFRR est actuellement plus élevé que celui des réserves FCR et mFRR, la méthode actuelle de détermination des réserves aFRR et mFRR à construire permet d'obtenir le coût le plus bas pour le consommateur final. Néanmoins, s'il s'avère que le coût de construction des réserves aFRR est égal ou inférieur au coût de

construction des réserves mFRR, les méthodes probabilistes de construction des réserves aFRR et mFRR devraient également être revues par Elia en temps utile afin d'éviter des coûts inutiles pour les consommateurs finaux. En effet, l'article 157(2)(b), du règlement SOGL, qui énonce les exigences auxquelles doit répondre la méthode probabiliste de détermination de la capacité de réserve sous forme de FRR, ne fixe comme objectif que le respect des paramètres cibles de FRCE. Si l'on construit plus que la capacité aFRR requise, les paramètres cibles FRCE sont atteints plus tôt (en raison d'un meilleur contrôle de la fréquence dû à la plus grande disponibilité de réserves plus rapides), ce qui permet de réduire la capacité FRR minimale requise dans le cadre de la méthode probabiliste.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur ces modifications.

3.1.7. Article 6 : Détermination de la limitation de la capacité de réserve FRR après le partage du FRR

42. Elia propose de décrire le potentiel de réduction de la capacité de réserve de FRR dû au partage des réserves par le biais de formules générales plutôt que par des valeurs absolues. Les formules et les conditions préalables figurent également à l'article 157 du règlement SOGL.

43. La CREG n'a pas de remarques à formuler sur ces modifications. La CREG a précisé que Nemo Link est le seul incident de dimensionnement négatif dans le bloc LFC d'Elia. Par conséquent, les articles 10(2)a et 10(2)b modifiés, rédigés dans le sens des flux via Nemo Link, doivent être considérés comme un point de départ.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur ces modifications.

3.1.8. Article 7 : Détermination de la limitation de la capacité de réserve FRR après le partage du FRR

44. Elia propose un ajustement similaire à l'article 3, tel que décrit au point 3.1.4 de la présente décision.

La CREG n'a pas d'autres remarques sur cette modification.

3.1.9. Article 8 : Procédures d'escalade en vertu de l'article 157(4) du règlement SOGL

45. Elia propose un ajustement similaire à l'article 3, tel que décrit au point 3.1.4 de la présente décision.

La CREG n'a pas d'autres remarques sur cette modification.

3.1.10. Article 9 : Exigences de disponibilité pour le FRR et exigences de qualité des règles définies conformément à l'article 158(2) du règlement SOGL.

46. Elia propose, dans les versions française et anglaise de sa proposition de modification des LFC BOA, de réduire le temps d'activation de aFRR de 7,5 minutes à 5 minutes.

La CREG constate que la version néerlandaise ne reprend pas cette modification. Aucune réponse à cette modification n'a été formulée par les acteurs du marché. La CREG n'a pas non plus de remarques et demande à Elia d'implémenter la modification effectuée dans la version française de la proposition de modification des LFC BOA également dans la version néerlandaise et de notifier cette correction à la CREG avant que les modifications n'entrent en vigueur le 1er octobre 2024.

4. DECISION

En application de l'article 6.3.e) 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, la CREG approuve la proposition de modification des LFC BOA du 19 avril 2023.

Ces modifications entreront en vigueur le 1er octobre 2024.

Avant la date d'entrée en vigueur, la CREG demande à Elia de se conformer à ce qui est exposé au point 46 de la présente décision.

La CREG demande à Elia de tenir compte des remarques mentionnées aux paragraphes 40 et 41 de la présente décision dans une prochaine proposition de modification des LFC BOA.

Les conditions et méthodologies modifiées approuvées, telles qu'intégrées dans les accords opérationnels pour les blocs RFP, entreront en vigueur selon le calendrier de mise en œuvre proposé par Elia.

///

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

ANNEXE 1

Proposition d'amendement à l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia

Versions en français, néerlandais et anglais – 19 avril 2023

ANNEXE 2

Note explicative de l'Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia

Version en anglais – 19 avril 2023

ANNEXE 3

Rapport de consultation et réponses reçues à la consultation

Version en anglais – 19 avril 2023

ANNEXE 4

Demande de modification de la CREG

Version néerlandaise - 7 avril 2022