
Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia

18 Décembre 2024

Table des matières

Considérant ce qui suit.....	3
Introduction	4
TITLE 1 Dispositions générales	4
Article 1. Objectif	4
Article 2. Délai de mise en œuvre.....	4
Article 3. Définitions et interprétations	5
Article 4. Objet.....	5
TITLE 2 Méthodologies visées à l'article 6(3)e de la SOGL	8
Article 5. Restrictions de rampe pour la puissance active de sortie conformément à l'article 137(3) et (4) de la SOGL	8
Article 6. Actions coordonnées visant à réduire le FRCE, telles que définies à l'article 152(14) de la SOGL	9
Article 7. Mesures visant à réduire le 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(16) de la SOGL.	10
TITLE 3 Règles de dimensionnement des FRR définies conformément à l'article 157 et à l'article 6(3)e de la SOGL	12
Article 8. Règles de dimensionnement de la capacité de réserve FRR.....	12
Article 9. Détermination du ratio de FRR automatiques et de FRR manuelles	17
Article 10. Détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR à la suite du partage de FRR.....	19
TITLE 4 Méthodologies conformes à l'article 119, mais non visées à l'article 6 de la SOGL	20
Article 11. Superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134(1) de la SOGL ;..	20
Article 12. Procédures opérationnelles en cas d'épuisement des FRR, conformément à l'article 152(8) de la SOGL	21
Article 13. Procédures d'escalade conformément à l'Article 157(4) de la SOGL	23
Article 14. Exigences de disponibilité des FRR et exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158(2) de la SOGL.....	25
Article 15. Rôles et responsabilités en matière de partage des FRR conformément à l'article 166(7), et à l'article 175(2), de la SOGL	26
TITLE 5 Dispositions finales	27
Article 16. Langue.....	27

LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT BELGE,

Considérant ce qui suit

1. Le présent document est une proposition développée par Elia Transmission Belgium (ci-après désignée « Elia ») concernant les méthodologies et les conditions incluses dans l'Accord d'Exploitation (ci-après désignée « LFCBOA ») pour le bloc RFP Elia.
2. Le bloc RFP Elia est déterminé dans une proposition commune élaborée par l'ensemble des Gestionnaires de Réseau de Transport (ci-après désignés « GRT ») de la zone synchrone d'Europe continentale (ci-après désignée « CE ») concernant l'élaboration d'une proposition relative à la détermination de blocs RFP conformément à l'article 141(2) du Règlement (EU) 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 désignée « SOGL »).
3. La SOGL a pour objet de garantir la sécurité d'exploitation, la qualité de la fréquence et l'utilisation efficace du réseau interconnecté et des ressources visées à l'article 1er de la SOGL, y compris les règles visant à établir un cadre à l'échelle de l'Union concernant le réglage et les réserves de fréquence-puissance.
4. L'article 119(1) de la SOGL énumère la liste des exigences du LFCBOA pour lesquelles tous les GRT de chaque bloc RFP doivent concevoir conjointement des propositions communes dans un délai de 12 mois suivant l'entrée en vigueur de la SOGL. Elia est le seul GRT opérant dans son bloc RFP et la proposition d'Elia constitue par conséquent une méthodologie d'exploitation de bloc RFP proposée unilatéralement par Elia.
5. Les méthodologies et conditions visées à l'article 119 de la SOGL et détaillées par l'article 6(3)e de la SOGL et par la législation nationale concernée, doivent au minimum être soumises à l'approbation des autorités de régulation compétentes en application de l'article 6(5) de la SOGL. Elia, en sa qualité d'unique GRT opérant dans son bloc RFP, soumet ses propositions de méthodologies et de conditions à l'approbation de l'Autorité de Régulation Nationale compétente, à savoir la CREG.
6. Elia a consulté les GRDs en accord avec l'article 4(2)(f) de la SOGL et les parties prenantes au sujet du projet de proposition conformément à l'article 11 de la SOGL.
7. Le LFCBOA est conforme aux propositions communes prévues par l'Accord d'Exploitation de Zone Synchrone conçu par l'ensemble des GRT de chaque zone synchrone en vertu de l'article 118 de la SOGL, ci-après désigné « SAOA ».

PRESENTE LA PROPOSITION SUIVANTE APRÈS L'APPROBATION PAR LA CREG :

Introduction

Le présent Accord d'Exploitation de Bloc RFP (ci-après désigné « LFCBOA ») s'applique au bloc RFP ELIA et contient les méthodologies énumérées à l'article 119 du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité (ci-après « SOGL »).

TITLE 1 Dispositions générales

Article 1. Objectif

1. En dimensionnant la réserve de restauration de la fréquence (ci-après « FRR ») et en définissant les processus permettant d'atteindre les paramètres cibles de qualité de la restauration de la fréquence, les méthodologies et conditions énumérées dans la présente proposition du LFCBOA contribuent aux objectifs généraux définis à l'article 4 de la SOGL au profit de tous les GRT, de l'Agence, des autorités de régulation, des acteurs du marché et des consommateurs finaux. En déterminant notamment les règles de dimensionnement de la FRR et en spécifiant les processus d'exploitation permettant de remplir les obligations de fréquence-puissance, le LFCBOA sert les objectifs de :
 1. déterminer des exigences et des principes communs pour la sécurité d'exploitation ;
 2. déterminer des principes communs pour la planification de l'exploitation sur le réseau interconnecté ;
 3. déterminer les processus communs de réglage fréquence-puissance et des structures de réglage communes ;
 4. assurer les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union ;
 5. assurer les conditions du maintien du niveau de qualité de la fréquence dans toutes les zones synchrones de l'Union ;
 6. promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau et de la planification de l'exploitation ;
 7. assurer et renforcer la transparence et la fiabilité des informations sur la gestion du réseau de transport ;
 8. contribuer à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union ;

Article 2. Délai de mise en œuvre

1. La mise en œuvre de la procédure de secours pour le dimensionnement de l'aFRR spécifiée à l'article 9(10), entrera en vigueur le 1er octobre 2024 (date de livraison) après approbation de la CREG, en même temps que l'entrée en vigueur de la méthodologie de dimensionnement dynamique de l'aFRR approuvée dans la version précédente du LFCBOA, le 19 juillet 2023 (Décision B2538).
2. La mise en œuvre de l'obligation de soumission prévue à l'article 13(9) et 13(10), entrera en vigueur le 1er novembre 2023 (date de livraison), après approbation de la CREG.

3. Les modifications de l'article 4, de l'article 7, de l'article 12 et de l'article 13 approuvées par la CREG le 19 juillet 2023 (Décision B2538) entreront en vigueur en même temps que les modifications approuvées par la CREG le 10 février 2022 (Décision B2344), en ce compris la réduction du temps d'activation complet de la mFRR à 12,5 minutes, tel que spécifié à l'article 14 du LFCBOA. Les modifications des articles 4, article 7, article 12, article 13 et article 14 entreront en vigueur en même temps que l'entrée en vigueur des appels d'offres explicites pour l'énergie d'équilibrage mFRR et la modification de la durée d'activation complète de la mFRR dans la version des Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la réserve de restauration de la fréquence avec activation manuelle (mFRR), ci-après dénommées T&C BSP mFRR, facilitant l'adhésion d'Elia à la plateforme mFRR.
4. La réduction de la durée d'activation complète de l'aFRR à 5 minutes spécifiée à l'article 14, approuvée par la CREG le 19 juillet 2023 (Décision B2538) du LFCBOA, entrera en vigueur en même temps que l'entrée en vigueur de la révision de la durée d'activation complète de l'aFRR dans une nouvelle version des Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour la réserve de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR), ci-après dénommés T&C BSP aFRR.
5. La formalisation de la mesure technique décrite à l'article 7.3 et les modifications y afférentes au sein de l'article 7 entreront en vigueur après approbation de la CREG.

Article 3. Définitions et interprétations

1. Aux fins de la présente proposition, les termes utilisés s'entendent dans le sens des définitions de l'article 3 de la SOGL.
2. Toutes les références à d'autres actes législatifs sont explicitement définies. Tous les articles sans référence explicite à d'autres actes législatifs concernent des articles du présent LFCBOA.
3. Le fournisseur de services d'équilibrage ou FSE est défini conformément à l'article 2(6), du règlement de la Commission (UE) 2017/2195 du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

Article 4. Objet

1. En vertu de l'article 119(1) de la SOGL, l'accord d'exploitation de bloc RFP contiendra des propositions pour les méthodologies suivantes :
 - a. lorsque le bloc RFP comporte plusieurs zones RFP, les paramètres cibles du FRCE pour chaque zone RFP définie conformément à l'article 128(4) de la SOGL ;
 - b. le superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134(1) de la SOGL ;
 - c. les restrictions de rampe pour la production de puissance active, conformément à l'article 137(3) et (4) de la SOGL ;
 - 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(9) de la SOGL ;

- e. s'il y a lieu, la désignation du GRT responsable des tâches visées à l'article 145(6) de la SOGL ;
- f. des exigences supplémentaires concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151(3) de la SOGL ;
- g. les procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR et RR, définies conformément à l'article 152(8) de la SOGL.
- h. les règles de dimensionnement des FRR, définies conformément à l'article 157(1) de la SOGL ;
- i. les règles de dimensionnement des RR, conformément à l'article 160(2) de la SOGL ;
- j. lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 157(3) et, s'il y a lieu, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 160(6) de la SOGL ;
- k. la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157(4) et, s'il y a lieu, la procédure d'escalade définie conformément à l'article 160(7) de la SOGL ;
- l. les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158(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(2) de la SOGL ;
- 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(2) à l'article 167 et à l'article 169(2) de la SOGL ;
- 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(6) de la SOGL ;
- 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(7), de la SOGL ;
- 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(2) de la SOGL ;
- q. les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152(14) de la SOGL ;
- 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(16) de la SOGL.

2. Conformément à l'article 119(1) de la SOGL, les méthodologies et conditions visées aux points a., d., e., f., g., i., j., k., m. et n. ne sont pas applicables au bloc RFP Elia :
 - a. Les éléments visés aux points a., d., e. et j. ne sont pas applicables, étant donné qu'Elia est l'unique GRT du bloc RFP Elia ou en raison du fait que le bloc RFP ne comporte qu'une zone RFP.
 - b. L'élément visé au point f. ne s'applique pas, car Elia n'applique pas d'exigences supplémentaires aux infrastructures techniques autres que celles définies dans la SAOA conformément à l'article 151(2) de la SOGL.
 - c. L'élément visé au point m. ne s'applique pas car Elia n'applique pas de limites supplémentaires à l'échange de FCR avec d'autres blocs RFP autres que la limite spécifiée à l'article 163(2) de la SOGL.
 - d. L'élément visé au point i. n'est pas applicable étant donné que la RR n'est pas appliquée actuellement dans le bloc RFP Elia.
 - e. L'élément visé au point n. n'est pas applicable étant donné que l'échange de réserve de la FRR ou de la RR n'est pas appliqué actuellement dans le bloc RFP Elia.
3. En vertu de l'article 6(3)e de la SOGL, les méthodologies et conditions déterminées aux points c., h., q. et r. de l'article 119 de la SOGL doivent être soumises à l'approbation de la CREG. Les méthodologies et conditions visées aux points c., q. et r. sont spécifiées au Titre 2, tandis que la méthodologie visée au point h. est spécifiée au Titre 3.
4. Les méthodologies et conditions visées aux points b., l., g., k., o. et p. de l'article 119 de la SOGL sont spécifiées au Titre 4.
5. Les méthodologies et conditions visées aux points g., k. et q. de l'Article 119 de la SOGL sont respectivement spécifiées aux Articles 7, 12 et 13.
 - a. Le calendrier et l'objectif général de chaque mesure sont spécifiés comme suit :
 - i. Les procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR, définies conformément à l'article 152(8) de la SOGL qui vise à accéder à des réserves supplémentaires lorsqu'un (risque d') épuisement des réserves succède à des événements qui n'ont pas entièrement été pris en compte dans les besoins FRR. Cette procédure peut être utilisée du day-ahead jusqu'au quasi temps réel ;
 - ii. La procédure d'escalade définie conformément à l'Article 157(4), qui vise à accéder à une capacité additionnelle lorsque les besoins dimensionnés ne sont pas couverts de manière adéquate (ou risquent de ne pas l'être). Cette procédure peut être utilisée du day-ahead jusqu'au quasi temps réel ;
 - iii. Les mesures de réduction du FRCE définies à l'Article 152(16) qui vise la procédure en cas de valeurs FRCE élevées. Cette procédure peut uniquement être utilisée en temps réel.

- b. Les « unités » qui ne peuvent pas être activées conformément aux procédures FRR peuvent uniquement être activées par Elia au moyen des mesures distinctes suivantes : procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR (cf. Article 12), procédure d'escalade pour les FRR (cf. Article 13) et mesures de réduction du FRCE (cf. Article 7).
- c. Les mesures en rapport avec les conditions d'urgence sont définies dans les méthodologies conformes au 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 et n'entrent pas dans le champ d'application du présent LFCBOA. Les mesures en rapport avec les procédures normales d'activation de la capacité de réserve sont conformes à la structure pour l'activation des processus de réserve visée à l'article 140 de la SOGL et n'entrent pas dans le champ d'application du présent LFCBOA. Les mesures en rapport avec les procédures à appliquer en cas d'épuisement du FCR sont précisées dans l'accord opérationnel pour la zone synchrone conformément à l'Article 157(7) de la SOGL.

TITLE 2 Méthodologies visées à l'article 6(3)e de la SOGL

Article 5. Restrictions de rampe pour la puissance active de sortie conformément à l'article 137(3) et (4) de la SOGL

- 1. Règles pour les restrictions de puissance active de sortie de chaque interconnexion HVDC entre le bloc RFP d'une autre zone synchrone et le bloc RFP Elia, conformément à l'article 137(3) de la SOGL :
 - a. Elia et les autres GRT de raccordement qui supervisent un bloc RFP d'une interconnexion HVDC ont le droit de déterminer des restrictions communes de rampe sous la forme de périodes de rampe et/ou de valeurs maximales de rampe et doivent développer des accords avec les GRT responsables de l'opération de chaque interconnexion afin de déterminer les processus et mécanismes par lesquels ces restrictions seront mises en place. Ces restrictions communes de rampe ne s'appliquent pas pour la compensation des déséquilibres, le couplage de la fréquence et l'activation transfrontalière des FRR et RR par l'intermédiaire d'interconnexions HVDC. Ces restrictions communes de rampe ne s'appliquent pas aux services qui visent à maintenir ou à restaurer un des systèmes électriques interconnectés à un état normal. Les restrictions communes de rampe tiendront compte des restrictions définies dans la SAOA de CE en accord avec l'article 137(1) de la SOGL, si applicable ;
 - b. Les restrictions de rampe pour chaque interconnexion seront appliquées d'une manière non-discriminatoire. Elia doit s'assurer que les restrictions de rampe de toutes les liaisons HVDC connectant les deux mêmes zones synchrones sont alignées, en tenant compte des capacités techniques de chaque interconnexion

- HVDC. Une restriction de rampe de 100 MW/min est appliquée à toutes les interconnexions entre le bloc RFP Elia et le bloc RFP de la Grande-Bretagne¹;
- c. Un résumé des restrictions de rampe à appliquer aux interconnexions HVDC connectées au bloc RFP Elia est publié sur le site internet d'Elia au moins une semaine avant leur mise en œuvre, conformément aux obligations de l'article 8 de la SOGL ;
 - d. À moins qu'une telle action ne conduise Elia à se trouver en état d'urgence, Elia acceptera une demande du GRT du bloc RFP de Grande-Bretagne visant à restreindre équitablement les valeurs de rampe de toutes les interconnexions entre le bloc RFP Elia et le bloc RFP de Grande-Bretagne, en coordination avec les exploitants des interconnexions concernées, conformément aux termes de l'accord visé au paragraphe (a) du présent article. Cette situation est envisageable à condition que le GRT à l'origine de la demande se trouve en état d'urgence ou se déclare en état d'urgence dès que cela est pratiquement raisonnable ou s'attend à se retrouver en état d'urgence si aucune mesure n'est prise. L'activation d'une telle mesure est justifiée et analysée ex post par Elia ;
 - e. Dans un délai de 30 jours à compter de la limitation des valeurs maximales de rampe pour une ou plusieurs interconnexions HVDC en vertu du paragraphe (d) de cet article, Elia prépare un rapport contenant une explication des raisons, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à l'autorité de régulation compétente, conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE, et aux GRT voisins, et le met à la disposition des utilisateurs du réseau touchés de manière significative.
2. Mesures à l'appui du respect des paramètres cibles du FRCE du bloc RFP et afin d'atténuer les écarts de fréquence déterministes, conformément à l'article 137(4) de la SOGL : Elia n'applique actuellement aucune restriction technologique des unités de production d'électricité et des unités de consommation pour soutenir le respect des paramètres cibles du FRCE du bloc RFP et afin d'atténuer les écarts de fréquence déterministes.

Article 6. Actions coordonnées visant à réduire le FRCE, telles que définies à l'article 152(14) de la SOGL

1. Elia est le seul GRT du bloc RFP Elia. L'exigence d'informer les autres GRT du bloc RFP et de mettre en œuvre des actions coordonnées pour réduire le FRCE, tel que défini à l'article 3 de la SOGL, à la suite de violations des limites du FRCE définies à l'article 152(12) et (13) de la SOGL, n'est pas applicable au bloc RFP Elia.

¹ Un bloc RFP est défini à l'article 3 de la SOGL. Cette terminologie est également utilisée pour la zone de contrôle de la Grande-Bretagne dans le cas d'un Brexit.

Article 7. Mesures visant à réduire le 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(16) de la SOGL.

1. Dans le cadre des mesures de réduction du FRCE, Elia atténue en quasi temps réel un FRCE élevé et durable qui n'est pas censé être contrôlé par le processus de rétablissement de la fréquence tel que défini à l'article 143 de la SOGL, ni au moyen des mesures d'atténuation faisant partie des procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR (cf. article 12) et/ou de la procédure d'escalade FRR (cf. article 13). Si Elia observe :
 - a. Comme prévu à l'Article 152(12), la moyenne sur 1 minute du FRCE d'un bloc RFP dépassant la plage FRCE de Niveau 2 au moins pendant le temps nécessaire pour rétablir la fréquence et où les GRT d'un bloc RFP ne s'attendent pas à ce que le FRCE soit suffisamment réduit en prenant les mesures visées dans la Section B-10 de l'accord opérationnel pour la zone synchrone conformément à l'Article 152(15) de la SOGL, Elia peut utiliser les mesures décrites à l'article 7.2 ;
 - b. Comme indiqué à l'Article 152(13), le FRCE d'un bloc RFP dépassant 25 % de l'incident de référence de la zone synchrone pendant plus de 30 minutes consécutives et où les GRT de ce bloc RFP ne s'attendent pas à réduire suffisamment le FRCE avec les mesures prises conformément à l'Article 152(15) de la SOGL et visées dans la Section B-10 de l'accord opérationnel de la zone synchrone, Elia peut utiliser, après avoir utilisé toutes les mesures de l'article 7.2, la mesure décrite à l'article 7.3.
2. Dans le cas visé au paragraphe 7.1(a), ELIA peut, dans un ordre séquentiel :
 - a. Publier une communication d'avertissement d'équilibrage demandant à tous les BSP de soumettre des offres supplémentaires d'énergie d'équilibrage FRR non contractées et en informant tous les BRP afin qu'ils puissent adapter les injections et les prélèvements dans leur portefeuille en conséquence ;
 - b. Activer sur les offres d'énergie d'équilibrage FRR l'énergie restante, qui est disponible mais ne pouvait plus être sélectionnée pour l'activation sur les plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage ;
 - c. activer les unités soumises aux Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, conformément à l'article 130 du Code de bonne conduite, et qui ne peuvent pas être activées via les procédures FRR ;
 - d. activer les unités qui ne fournissent pas de programmes de MW dans le contexte des Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, qui ne peuvent pas être activées via les processus FRR et qui offrent leur puissance active disponible sur une base volontaire ;
3. Dans le cas visé au paragraphe 7.1(b), ELIA peut demander des changements dans la production ou la consommation d'énergie active des modules de production d'énergie et des unités de demande dans leur zone.

4. Pour prendre les mesures spécifiées aux paragraphes 2(c), 2(d) et 3, Elia s'efforcera d'atteindre une efficacité technico-économique en tenant compte de la production maximale et minimale, du délai de démarrage, des coûts de démarrage et d'autres contraintes techniques, le cas échéant. En cas d'utilisation de la mesure décrite dans l'article 7.3 pour réguler un FRCE positif, cela se traduit par la réduction des actifs de production photovoltaïque et éolienne en priorité.
5. La flexibilité activée par Elia via les mesures spécifiées aux paragraphes 2 et 3 est limitée à la capacité nécessaire pour ramener le FRCE important à un niveau acceptable (c'est à dire en dessous des conditions spécifiées aux articles 152(12) et 152(13) de la SOGL).
6. En cas d'utilisation de la mesure décrite dans l'article 7.3 pour réguler un FRCE positif, ELIA compensera les opérateurs des réseaux publics de distribution impactés pour la rémunération payée aux utilisateurs du réseau en conséquence de la mesure. Cette compensation doit être démontrable et ne sera pas supérieure à la combinaison des éléments suivants :
 - a. le prix day-ahead sur le marché spot belge multiplié par le volume total livré. Cette composante ne peut être négative ;
 - b. la valeur des certificats verts perdus par tous les clients concernés ;
 - c. la valeur des certificats de cogénération perdus par tous les clients impactés ;
 - d. la valeur des garanties d'origine perdues par tous les clients concernés ;
 - e. le total des coûts d'exploitation supplémentaires, tels que les coûts de combustible liés à la fourniture de chaleur d'appoint dans le cas d'une régulation à la baisse, de tous les clients concernés.

Cette compensation est d'application jusqu'au 31 décembre 2029. Elia peut néanmoins demander une prolongation de ce régime de compensation en soumettant à la CREG, au plus tard 6 mois avant la date d'expiration, un rapport démontrant la nécessité et justifiant la demande.

7. Elia prépare, au moins une fois par an, une vue d'ensemble comportant une liste d'événements consécutifs aux déclencheurs spécifiés au paragraphe 1, ainsi qu'une brève motivation sur l'utilisation d'une ou plusieurs mesures spécifiées aux paragraphes 2 et 3, et leur impact sur les tarifs du réseau de transmission.
8. Au plus tard 15 jours ouvrables après le recours à l'une des mesures visées aux paragraphes 2(b), 2(c), 2(d) ou 3, Elia prépare un rapport contenant une description et une justification de cette action et le soumet à la CREG. Le rapport contient au moins les éléments suivants :
 - a. Une description de l'événement exceptionnel ;
 - b. Le résultat des évaluations menées conformément au paragraphe 1, y compris les valeurs des paramètres mentionnés et le moment de ces évaluations ;
 - c. L'énergie activée par unité et par unité de temps du marché de l'énergie d'équilibrage de 15 minutes et l'efficacité technico-économique atteinte conformément au paragraphe 2, y compris une justification de l'écart par rapport à l'optimum technico-économique, le cas échéant ;

- d. le volume activé dans la zone de chaque gestionnaire de réseau de distribution par l'utilisation de la mesure décrite dans l'article 7.3
- e. Les leçons tirées de l'événement exceptionnel et, le cas échéant :
 - i. Les recommandations concrètes qui pourraient faciliter la gestion des événements exceptionnels suivants ;
 - ii. Les mesures envisagées ou prises par Elia afin de vérifier ou d'imposer le respect par les parties du marché de leurs obligations contractuelles envers Elia.

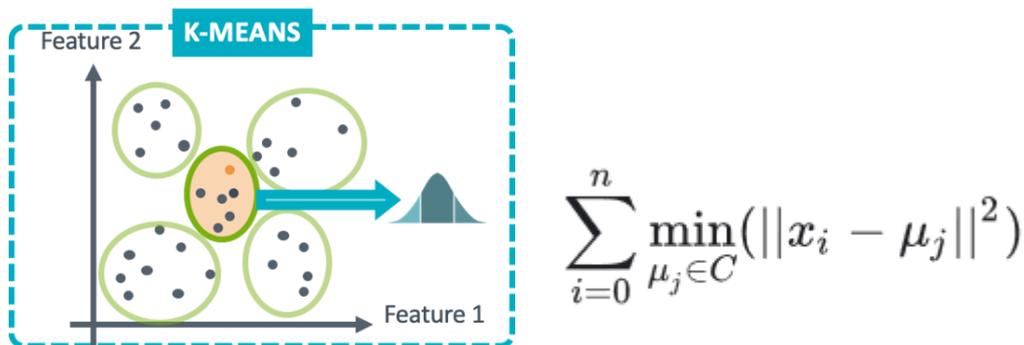
TITLE 3 Règles de dimensionnement des FRR définies conformément à l'article 157 et à l'article 6(3)e de la SOGL

Article 8. Règles de dimensionnement de la capacité de réserve FRR

1. ELIA dimensionne la capacité de réserve FRR requise quotidiennement, conformément aux critères minimums définis à l'article 157(2) de la SOGL sur la base de la valeur maximale résultant de :
 - a) d'une **méthodologie probabiliste** dynamique spécifiée plus avant aux paragraphes 2 à 6 et en ligne avec l'article 157(2)b de la SOGL ;
 - b) d'une **méthodologie déterministe** dynamique basée sur l'incident de dimensionnement spécifié plus avant au paragraphe 8 et en ligne avec les articles 157(2)e et 157(2)f de la SOGL ;
 - c) d'un **seuil minimal** basé sur l'historique des déséquilibres du bloc RFP spécifié plus avant au paragraphe 9 et en ligne avec les articles 157(2)h et 157(2)i de la SOGL.
2. La méthodologie probabiliste se base sur la convolution de deux courbes de distribution, l'une représentant le **risque de prévision** (paragraphe 3) et l'autre représentant le **risque d'arrêts forcés** (paragraphe 5). Cette méthodologie a été conçue en vue de couvrir 99.0% du risque de déséquilibre du bloc RFP. Après la convolution, la nouvelle distribution est décomposée en une distribution des déséquilibres du bloc RFP positifs potentiels et une distribution des déséquilibres du bloc RFP négatifs potentiels. Ce calcul est réalisé pour chaque quart d'heure du jour suivant, et le 99.0^e centile de chaque courbe de distribution de probabilité détermine les capacités de réserve positive et négative requises.
3. La distribution de probabilité représentant le **risque de prévision** (PE) se base sur l'historique des déséquilibres du bloc RFP. Les déséquilibres du bloc RFP se basent sur les enregistrements historiques consécutifs avec une résolution de 15 minutes et incluent une période de deux ans qui se termine au plus tôt le dernier jour du deuxième mois précédant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée. La série temporelle est filtrée afin d'enlever les périodes d'arrêts forcés de Nemo Link ou d'unités de production faisant l'objet d'une perte de puissance de plus de 50 MW (jusqu'à la fin de l'arrêt forcé mais avec une limite de 8 heures après le début de l'arrêt forcé), les périodes d'événements exceptionnels (par ex. découplage du marché) et les périodes caractérisées par des problèmes de qualité des données (par ex. données manquantes).

4. Le risque de prévision est conçu pour chaque quart d'heure du jour suivant, basé sur la distribution de probabilité des déséquilibres du bloc RFP spécifiée au paragraphe 3. Quatre méthodologies sont mises en œuvre pour déterminer cette sélection de déséquilibres du bloc RFP :

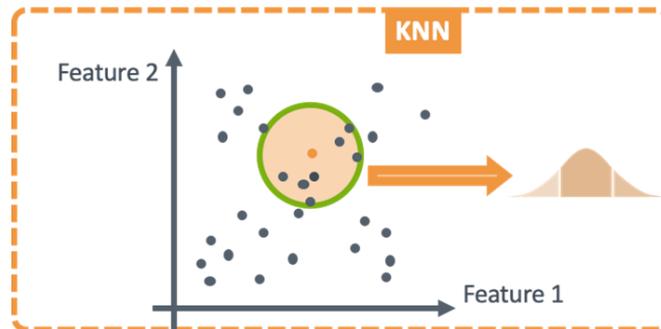
- a) **STATIC PE**, selon laquelle la distribution de probabilité des déséquilibres du bloc RFP est déterminée une fois par mois (le mois précédant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée), sur la base de tous les enregistrements historiques spécifiés au paragraphe 3. La distribution reste constante et valide pour le mois suivant.
- b) **KMEANS PE**, selon laquelle les enregistrements historiques spécifiés au paragraphe 3 sont catégorisés dans un ensemble de clusters. Ces clusters sont déterminés le mois précédant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée, sur la base d'une liste prédéfinie de 8 caractéristiques (à savoir, des catégories d'observations qui montrent des conditions de système : la prévision de la production et les variations éolienne onshore, éolienne offshore, la prévision de la production photovoltaïque, la prévision de la demande totale et ses variations, ainsi que la prévision de la température et l'heure de la journée). Pour déterminer l'ensemble de clusters, un algorithme d'apprentissage machine de type « k-means clustering » est utilisé². L'algorithme k-means attribue un ensemble de toutes les observations dans les enregistrements historiques du paragraphe 3 dans des clusters disjoints, chacun décrit par le μ_j moyen des observations dans le cluster, afin de minimiser la somme des carrés intra-cluster pour les caractéristiques susmentionnées. Ce concept est illustré dans la figure ci-dessous, avec un cas simplifié de 5 clusters et 2 caractéristiques. La mise en œuvre tient compte de 15 clusters.



Dans chaque cluster, la distribution de probabilité des déséquilibres du bloc RFP des périodes associées à chaque cluster est calculée. Lors du calcul day-ahead des besoins de capacité de réserve FRR, on détermine pour chaque quart d'heure à quel cluster la prévision day-ahead de caractéristiques correspondante est associée. Cela détermine la distribution de déséquilibre du bloc RFP pertinente représentant le risque de prévision.

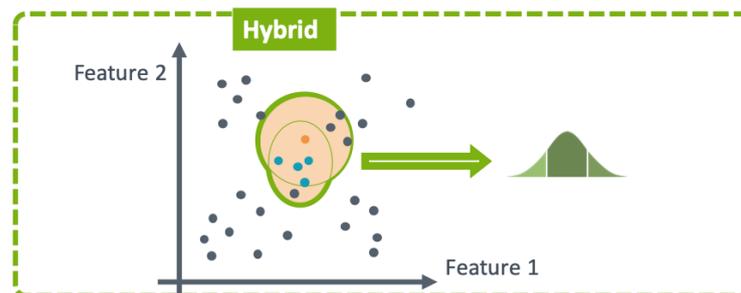
²Spécifié dans la bibliothèque Scikit-learn pour la programmation Python. <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.cluster.KMeans.html> où les paramètres sont : `sklearn.cluster.KMeans(n_clusters=15, random_state=0)`. Tous les autres paramètres sont réglés à leur valeur par défaut.

- c) **KNN PE**, selon laquelle les enregistrements historiques spécifiés au paragraphe 3 sont catégorisés sur la base d'un algorithme « unsupervised nearest neighbors »³. Le principe des méthodes nearest neighbours consiste à trouver un nombre prédéfini d'échantillons d'apprentissage les plus proches du nouveau point et, sur cette base, de prévoir la valeur de ce nouveau point. Le nombre d'échantillons est une constante définie par l'utilisateur (apprentissage « k-nearest neighbor learning », soit 3 500). Cette distance est calculée sur la base de la même liste prédéfinie de caractéristiques que pour la méthode KMEANS PE. Cette méthode est illustrée sur la figure ci-dessous, avec 7 voisins et 2 caractéristiques. Le point orange représente l'une des périodes dimensionnées.



Lors du calcul day-ahead des besoins de capacité de réserve FRR, la distribution de déséquilibre du bloc RFP pertinente représentant le risque de prévision est calculée sur la base des 3500 observations (voisins) les plus proches.

- d) La méthode **HYBRID PE** combine les méthodes KMEANS PE et KNN PE. Les observations relevant du cluster pertinent du calcul KMEANS PE et du voisinage pertinent des calculs KNN PE sont utilisées pour déterminer la distribution de probabilité, tel qu'illustré sur la figure ci-dessous. Certaines observations (points bleus) sont sélectionnées à la fois par les méthodes KNN et KMEANS, tandis que d'autres observations sont sélectionnées par une seule des deux méthodes (points noirs dans les zones orange).



Pour éviter de donner plus de poids à des caractéristiques ayant un important ordre de grandeur, la distance entre deux observations dans KMEANS PE et KNN PE est calculée comme la distance euclidienne entre les vecteurs correspondants des caractéristiques :

$$d(obs_1, obs_2)^2 = \sum_{j=1, \dots, \#features} (f_{1,j} - f_{2,j})^2$$

Ainsi, chaque caractéristique est pondérée

³Spécifié dans la bibliothèque Scikit-learn pour la programmation Python <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.neighbors.NearestNeighbors.html#sklearn.neighbors.NearestNeighbors> où les paramètres sont : sklearn.neighbors.NearestNeighbors (n_neighbours=3500). Tous les autres paramètres sont réglés à leur valeur par défaut.

au moyen d'une pondération normale et définie comme $f_{i,j,scaled} = \frac{f_{i,j} - \text{mean}(f_{all,j})}{\text{std}(f_{all,j})}$ où $f_{i,j}$ est la valeur de la caractéristique j non pondérée pour la i^{e} observation, et $f_{all,j}$ est l'ensemble de toutes les observations de la caractéristique j .

Toutes les distributions de probabilité des déséquilibres du bloc RFP utilisées dans ce paragraphe ont été modélisées à l'aide d'une estimation par un **Kernel Density Estimator**⁴ avec des pas de déséquilibre de 5 MW (de - 2500 MW à 2500 MW)⁵.

5. Pour calculer la distribution de probabilité représentant le **risque d'arrêts forcés (FO)**, une courbe de distribution est calculée et représente la probabilité de faire face à un déficit ou à un surplus de capacité à la suite d'arrêts forcés (y compris les interconnexions HVDC avec la Grande-Bretagne). Ce calcul se base sur deux approches :

a) **STATIC FO**, selon laquelle la courbe de distribution de probabilité est déterminée de manière analytique une fois par mois, en tenant compte de la capacité nominale de chaque unité de production supérieure à 50 MW et des interconnexions avec la Grande-Bretagne, de la durée pendant laquelle une indisponibilité fortuite est supposée impacter le déséquilibre du bloc RFP (supposition de 8 heures) et de la probabilité (exprimée ci-dessous en nombre d'arrêts forcés par an) par type de technologie de faire face à un arrêt forcé :

Type de technologie	Arrêts forcés par an
Nucléaire	1,6
Classique	6,1
CCGT	5,2
GT	2,8
TJ	2,2
Déchets	1,3
Cogénération	3,5
Stockage par pompage	1,9
Nemo Link (par côté)	2,0

b) **DYNAMIC FO**, selon laquelle la courbe de distribution de probabilité est déterminée de manière analytique tous les jours pour chaque quart d'heure du jour suivant, en tenant compte des aspects suivants :

- la capacité disponible de chaque unité de production, en tenant compte des dernières informations concernant la capacité nominale et l'indisponibilité de tout ou partie de la capacité installée en raison d'une indisponibilité connue au moment de la prévision ;
- le programme prévu de l'interconnexion HVDC pour le jour suivant, sur la base d'une prévision du flux en temps réel entre la Grande-Bretagne et la Belgique. Cette donnée est dérivée de l'algorithme spécifié au paragraphe

⁴ Spécifié dans la bibliothèque Scikit-learn pour la programmation Python <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.neighbors.KernelDensity.html#sklearn.neighbors.KernelDensity> où les paramètres sont : `klearn.neighbors.KernelDensity (bandwidth = rule of thumb, kernel = « cosinus »)`

⁵ Spécifié dans la bibliothèque Scikit-learn pour la programmation Python <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.neighbors.KernelDensity.html#sklearn.neighbors.KernelDensity> où les paramètres sont : `KernelDensity (largeur = rule of thumb, noyau = « cosinus »)`. Toutes les autres « rules of thumb » sont spécifiées sur cette page : https://en.wikipedia.org/wiki/Kernel_density_estimation#A_rule-of-thumb_bandwidth_estimator

6. Les limitations sur la capacité maximale, connues au moment de la prévision, sont également prises en compte ;
 - la probabilité d'indisponibilité et la durée de l'impact d'un arrêt forcé sur le déséquilibre du bloc RFP sont les mêmes que pour la méthode STATIC FO.
6. Le flux en temps réel entre la Belgique et la Grande-Bretagne est déterminé pour chaque quart d'heure du jour suivant, sur la base d'une méthode d'apprentissage machine tenant compte des prévisions pour la demande totale, l'éolien et le photovoltaïque. Pour chaque quart d'heure du jour suivant :
 - Flux en import ≥ 50 MW, l'interconnexion est considérée comme « en import » ;
 - Flux en export ≥ 50 MW, l'interconnexion est considérée comme « en export » ;
 - Flux < 50 MW, l'interconnexion est considérée comme incertaine et tant l'import que l'export est couvert.
7. Elia déterminera les besoins de capacité de réserve pour chaque quart d'heure sur la base de la convolution des méthodes HYBRID PE et DYNAMIC FO. Si un problème technique survient lors du calcul du risque de prévision, Elia se rabattra d'abord sur une méthode KNN PE puis sur une méthode STATIC PE. De la même façon, si la méthode DYNAMIC FO est indisponible pour raisons techniques, la méthode STATIC FO est utilisée. La méthode STATIC FO combinée avec la méthode STATIC PE sera la valeur mensuelle de secours.
8. Pour chaque quart d'heure du jour suivant, Elia détermine la capacité de réserve FRR positive et négative requise pour que celle-ci ne soit jamais inférieure à l'**incident de dimensionnement** positif et négatif du bloc RFP, tel que défini aux articles 3 et 157(2)d de la SOGL. La coupure potentielle du parc de production éolien offshore à la suite d'une tempête n'est pas considérée comme un incident de dimensionnement. L'incident de dimensionnement est déterminé pour chaque quart d'heure du jour suivant :
 - a. pour l'incident de dimensionnement positif : sur la base de la valeur la plus élevée de puissance disponible d'une unité de production (compte tenu de l'indisponibilité et des modifications de capacité maximale connues au moment du dimensionnement day-ahead) ou du programme prévu de l'interconnexion HVDC avec la Grande-Bretagne (compte tenu de l'indisponibilité et des réductions de capacité connues au moment du dimensionnement day-ahead), comme déterminé au paragraphe 3 ;
 - b. pour l'incident de dimensionnement négatif : sur la base du programme prévu de l'interconnexion HVDC avec la Grande-Bretagne (compte tenu de l'indisponibilité et des réductions de capacité connues au moment du dimensionnement day-ahead), comme déterminé au paragraphe 3.
9. Pour chaque quart d'heure du jour suivant, Elia détermine la capacité de réserve FRR positive et négative requise pour que celle-ci suffise à couvrir au moins les déséquilibres de bloc RFP historiques positifs et négatifs pendant 99,0 % du temps, conformément aux articles 157(2)h et 157(2)i de la SOGL. Ces valeurs sont déterminées sur la base des enregistrements historiques consécutifs spécifiés au paragraphe 3, après correction de ces valeurs pour la compensation des déséquilibres, et avant retrait de toute période dont il est question au paragraphe 3.

10. Conformément à l'article 157(2)b de la SOGL, Elia assure le respect des **critères FRCE** en vigueur fixés à l'article 128 de la SOGL. Cette analyse est menée ex post, sur la base du reporting sur la qualité du FRCE comme spécifié à l'Article 11.
11. La capacité de réserve FRR positive et négative requise est calculée chaque jour avant 7h du matin pour chaque période de 4 heures du jour suivant, sur la base de la valeur maximale de la capacité de réserve FRR positive et négative pour tous les quarts d'heure de la période correspondante.
12. Conformément à l'article 157(4) de la SOGL, les GRT d'un bloc RFP disposent d'une capacité de réserve FRR positive et négative suffisante à tout moment conformément aux règles de dimensionnement des FRR.

Article 9. Détermination du ratio de FRR automatiques et de FRR manuelles

1. Conformément à l'article 157(2)c de la SOGL, le GRT d'un bloc RFP détermine le rapport ratio de FRR automatiques (ci-après dénommées aFRR), de FRR manuelles (ci-après dénommées mFRR), le temps d'activation complète des aFRR et le temps d'activation complète des mFRR afin de se conformer à l'exigence de l'article 157(2)b de la SOGL.
 - a. Elia détermine le temps d'activation complète des FRR automatiques et le temps d'activation complète des FRR manuelles à Article 14
 - b. la capacité de réserve requise pour les FRR est déterminée au moyen de la méthodologie probabiliste décrite à Article 8(2).
2. Elia dimensionne quotidiennement la capacité de réserve requise en aFRR sur base d'une méthodologie probabiliste dynamique précisée aux paragraphes 3 à 7. Les résultats de cette méthode sont adaptés au moyen d'une boucle de rétroaction en fonction de la performance du bloc LFC d'Elia sur les paramètres cibles du FRCE spécifiés plus loin au paragraphe 8.
3. La méthodologie probabiliste est basée sur une prévision du risque d'activation de l'aFRR pour chaque période de 5 minutes du jour suivant. La prédiction est basée sur un algorithme « Gradient Tree Boosting » qui est un type d'algorithme d'apprentissage automatique basé sur un ensemble d'arbres de décision individuels. Chaque arbre de décision représente des « instructions if-else » qui sont utilisées pour prédire le risque d'activation de l'aFRR. L'algorithme est entraîné sur un ensemble d'activations aFRR simulées (calculées sur la base d'observations historiques des déséquilibres du système et de la compensation des déséquilibres) et des conditions de système correspondantes. La liste des conditions du système utilisées pour l'entraînement et la prédiction des algorithmes d'apprentissage automatique est la même que celle utilisée pour le dimensionnement des FRR et spécifiée à l'article 8(4)b.
4. Un algorithme Gradient Tree Boosting sur base d'une régression est entraîné pour prévoir le risque d'activation aFRR, en utilisant une fonction de perte quantile. Un modèle distinct est construit pour la prédiction des activations aFRR positives simulées par le percentile 99% de la distribution de probabilité des activations aFRR positives simulées, et un autre modèle est construit pour la prédiction des activations aFRR négatives simulées par le percentile 1% de la distribution de probabilité des activations aFRR négatives simulées. Les nœuds sont divisés sur base d'une erreur quadratique moyenne classique avec un

score d'amélioration par Friedman. Le nombre d'arbres est fixé à 400, la hauteur de chaque arbre est spécifiée à 4 et le taux d'apprentissage est fixé à 0,1.

5. Les activations aFRR simulées (aFRRt) sont calculées avec une résolution de 5 minutes sur la base des observations historiques des déséquilibres du système et de la compensation des déséquilibres pour une période de deux ans, se terminant au plus tôt le dernier jour du deuxième mois précédant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée. Les séries temporelles sont filtrées afin d'éliminer les périodes avec un arrêt forcé de Nemo Link ou des unités de production avec une perte de puissance supérieure à 50 MW (jusqu'à la fin de l'arrêt forcé mais limité à 8 heures après le début de l'arrêt forcé), les périodes avec des événements exceptionnels (par exemple le découplage du marché) et les périodes avec des problèmes de qualité des données (par exemple des données manquantes).
6. Les activations aFRR simulées (aFRRt), les valeurs positives (négatives) représentant les activations à la hausse (à la baisse), sont calculées pour chaque période de 5 minutes comme la différence entre le déséquilibre du système (SIt), les activations mFRR simulées (mFRRt) et les activations IGCC (IGCCt) : $-aFRRt = SIt + mFRRt + IGCCt$:
 - c. les déséquilibres du système (SIt) sont calculés comme la moyenne des déséquilibres 1' observés du système sur chaque bloc de 5 minutes. Les valeurs négatives (positives) représentent une pénurie (excès) du système ;
 - d. les activations mFRR simulées (mFRRt) sont calculées comme la moyenne des déséquilibres 1' du système sur chaque bloc de 15 minutes. Les valeurs positives (négatives) représentent des activations à la hausse (à la baisse) ;
 - e. les activations corrigées de l'IGCC (IGCCt) sont calculées sur base de la moyenne des activations 1' observées de l'IGCC (IGCC_obst) sur chaque bloc de 5 minutes, les valeurs positives (négatives) représentant les positions d'importation (exportation). L'IGCCt est corrigé à zéro lorsqu'il s'avère que l'IGCCt et le $SIt + mFRRt$ ont le même signe et
 - i) $\text{Min}(IGCC_obst ; -(SIt + mFRRt))$ si $SIt + mFRRt \leq 0$
 - ii) $-\text{Min}(-IGCC_obst ; SIt + mFRRt)$ si $SIt + mFRRt > 0$
7. Le risque d'activation de l'aFRR à la hausse et à la baisse est déterminé chaque jour avant 7 heures du matin pour chaque période de 5 minutes du jour suivant, sur base des conditions du système prévues pour le jour suivant, comme indiqué à l'article 8(4)b. Les besoins en aFRR pour ce jour sont donc déterminés au moyen de la valeur moyenne de la capacité de réserve positive (négative) en aFRR sur toutes les périodes de 5 minutes de la période correspondante.
8. La boucle de rétroaction détermine les besoins aFRR finaux pour le jour suivant en multipliant les besoins aFRR déterminés conformément au paragraphe 7 par :
 - a. La correction annuelle de la performance FRCE qui équivaut à la performance FRCE sur une période glissante de 12 mois, se terminant à la fin du mois précédant le calcul des besoins de l'aFRR. La correction est calculée comme le maximum, correspondant à la performance la plus faible, de la performance annuelle sur la

plage des niveaux 1 et 2, calculée selon l'article 128(3) de la SOGL et exprimée en pourcentage des paramètres cibles des niveaux 1 et 2 spécifiés dans le même article 128(3) de la SOGL, après prise en compte d'une correction de 20% des valeurs cibles (à 24% et 4% pour niveau 1 et 2, respectivement). La correction annuelle de la performance est limitée à 80 % / 120 %.

- b. La correction mensuelle de la performance FRCE est égale à la performance FRCE du mois précédent calculée comme le maximum de la performance mensuelle sur la plage des niveaux 1 et 2, calculée sur la base des mêmes principes que ceux énoncés à l'article 128(3) de la SOGL et exprimée en pourcentage des paramètres cibles des niveaux 1 et 2 spécifiés dans le même article 128(3) de la SOGL, après prise en compte d'une correction de 20% des valeurs cibles (à 24% et 4% pour niveau 1 et 2, respectivement). La correction mensuelle de la performance est plafonnée à 80 % / 120 %.
9. Les variations journalières sont limitées par l'application d'un plancher / plafond aux besoins finaux en aFRR spécifiés au paragraphe 8, à 64% / 144% des besoins moyens en aFRR résultant de la méthodologie probabiliste dynamique spécifiée au paragraphe 2 et ce sur une période de 12 mois se terminant un mois avant le mois du jour pour lequel les besoins en aFRR sont calculés.
10. Si un problème technique survient lors du calcul, Elia reviendra aux valeurs fixes calculées pour le mois précédant le jour pour lequel la capacité de réserve est calculée :
- a. pour les besoins d'aFRR à la hausse, calculés comme le percentile à 99 % de la distribution de probabilité des activations positives simulées de l'aFRR sur base des observations historiques des déséquilibres du système et de la compensation des déséquilibres pour une période de deux ans se terminant un mois avant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée, comme spécifié aux paragraphes 5 et 6, après quoi les facteurs de correction sont appliqués, déterminés comme spécifié au paragraphe 8 ;
 - b. pour les besoins d'aFRR à la baisse, calculés comme le percentile de 1 % de la distribution de probabilité des activations négatives simulées de l'aFRR sur base des observations historiques des déséquilibres du système et de la compensation des déséquilibres pour une période de deux ans se terminant un mois avant le mois du jour pour lequel la capacité de réserve est calculée, comme spécifié aux paragraphes 5 et 6, après quoi les facteurs de correction sont appliqués comme spécifié au paragraphe 8.

Article 10. Détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR à la suite du partage de FRR

1. Conformément à l'article 157(2)j de la SOGL, les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve FRR positive du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des FRR, moyennant la conclusion d'un accord de partage avec d'autres blocs RFP conformément aux dispositions du Titre 8 de la SOGL. Elia tient compte des restrictions définies à l'article 157(2)j de la SOGL pour la zone synchrone CE :
 - a. la réduction de la capacité de réserve positive ne dépasse pas 30 % de la taille de l'incident dimensionnant positif ;

- b. la réduction de la capacité de réserve positive sur FRR d'un bloc LFC est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident dimensionnant positif et la capacité de réserve sur FRR requise pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc LFC pendant 99,0% du temps sur la base des enregistrements historiques visés à l'article 157(2)a de la SOGL. Cela correspond à la différence entre le résultat de la méthodologie déterministe et le seuil minimum spécifié à l'article 8(1)c.
2. Conformément à l'article 157(2)k, les GRT d'un bloc RFP peuvent réduire la capacité de réserve FRR négative du bloc RFP résultant du processus de dimensionnement des FRR, moyennant la conclusion d'un accord sur le partage des FRR avec d'autres blocs RFP conformément aux dispositions du Titre 8. Elia tient compte des restrictions définies à l'article 157(2)k de la SOGL pour la zone synchrone CE :
 - a. lors de périodes où il est prévu que Nemo Link exporte, ou lorsque la prévision est incertaine, la réduction de la capacité de réserve FRR négative d'un bloc RFP est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident dimensionnant négatif et la capacité de réserve FRR requise pour couvrir les déséquilibres négatifs du bloc RFP durant 99,0% du temps, sur la base des enregistrements historiques visés à l'article 157(2)a de la SOGL. Ceci correspond à la différence entre le résultat de la méthodologie déterministe et le seuil minimum spécifié à l'article 8(1)c.
 - b. lors de périodes où il est prévu que Nemo Link importe, ou lorsque cette liaison est en maintenance, la réduction de la capacité de réserve FRR du bloc RFP sera limitée à 0 MW.
3. Conformément à l'article 157(2)g de la SOGL, Elia peut déterminer des limitations géographiques éventuelles pour le partage des réserves avec d'autres blocs RFP afin de respecter les limites de sécurité d'exploitation (représentées par l'ATC restant après infrajournalier). Elia tient également compte des restrictions définies dans les accords sur le partage des FRR en raison de violations éventuelles de la sécurité d'exploitation (congestions du réseau dans le bloc RFP d'Elia) et d'exigences de disponibilité des FRR (disponibilité du service de partage) visées à l'article 157(2)b.
4. Conformément à l'article 166(3) de la SOGL, la capacité de réserve disponible pour le partage des FRR sera déterminée dans un accord conclu avec chaque GRT. Elia définit également les tâches et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté pour le partage des FRR de la manière visée à l'article 166(7) de la SOGL (parties des FRR au sein de la zone synchrone) et à l'article 175(2) de la SOGL (parties des FRR entre des zones synchrones) à l'Article 15.

TITLE 4 Méthodologies conformes à l'article 119, mais non visées à l'article 6 de la SOGL

Article 11. Superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134(1) de la SOGL ;

1. Conformément à l'article 134(1) de la SOGL, Elia, unique GRT du bloc RFP belge, est désignée superviseur de bloc RFP. Dans son rôle de superviseur de bloc RFP, Elia collecte

les données d'évaluation de la qualité de la fréquence relatives au bloc RFP conformément au processus d'application des critères visé à l'article 129 de la SOGL.

2. Outre les publications pertinentes de ENTSO-E, Elia fournira à l'autorité de régulation compétente un rapport annuel sur la qualité du FRCE dans le cadre du rapport réserves, ainsi qu'un rapport mensuel sur la qualité du FRCE dans le cadre du rapport Elia sur le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires.

Article 12. Procédures opérationnelles en cas d'épuisement des FRR, conformément à l'article 152(8) de la SOGL

1. Comme indiqué dans l'Article 152(8) de la SOGL, Elia précise les procédures opérationnelles en cas d'épuisement des FRR. Dans cette procédure opérationnelle, Elia a le droit d'exiger des changements dans la production ou la consommation de puissance active des modules de production d'énergie et des unités de demande.
2. La procédure opérationnelle décrite au paragraphe 1 n'est activée que lorsqu'Elia détecte un événement exceptionnel qui n'a pas été entièrement pris en compte dans les besoins FRR.
3. À partir de la détection d'un événement exceptionnel à venir spécifié au paragraphe 2(a), pour chaque unité de temps de 15 minutes du marché d'énergie d'équilibrage pendant laquelle l'événement exceptionnel est censé avoir un impact sur le FRCE dans le Bloc RFP, Elia évalue continuellement le risque résiduel en soustrayant (b) et (c) de (a), avec :
 - a. Le volume à risque, qui est calculé comme la perte possible d'injection / l'augmentation du prélèvement à la suite de l'événement, corrigée par des mesures d'atténuation s'il y a lieu. Pour les événements qui concernent des tempêtes marines, la méthode de calcul est décrite dans l'annexe 6 du Contrat BRP. Pour les événements encore non identifiés, une description de la méthode de calcul pour couvrir le risque de volume sera soumise à la CREG dans un délai d'un an après l'événement.
 - b. Les moyens d'équilibrage disponibles, qui sont calculés comme la somme de
 - i. l'acquisition de capacité d'équilibrage au sein de la zone de contrôle et l'échange de capacité d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant, conformément à l'article 32(1) de l'EBGL.
 - ii. Le partage des réserves, le cas échéant, en vertu de l'Article 32(1)b de l'EBGL.
 - iii. Le volume des offres d'énergie d'équilibrage qui ne sont pas contractées par Elia et qui devraient être disponibles dans sa zone de contrôle et sur les plateformes européennes en tenant compte de la capacité d'échange entre zones disponible conformément à l'Article 32(1)c de l'EBGL.
 - c. L'impact attendu des procédures opérationnelles pour l'état d'alerte en raison d'une violation des limites de fréquence du système, tel que spécifié dans l'accord opérationnel de la zone synchrone conformément aux Articles 152(10) et 152(15) de la SOGL.

4. Lorsque, pendant deux ou plusieurs périodes consécutives spécifiées par le délai de rétablissement de la fréquence, le risque résiduel tel que calculé au paragraphe 3 dépasse la plage FRCE de niveau 2, Elia peut, pour ces périodes :
 - a. Publier une communication d'alerte d'équilibrage dans le but de :
 - i. Demander à tous les BSP de soumettre des offres supplémentaires d'énergie d'équilibrage FRR non contractées ;
 - ii. Informer tous les BRP afin qu'ils puissent adapter les injections et les prélèvements dans leur portefeuille en conséquence ;
 - b. activer les unités soumises aux Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, conformément à l'article 130 du Code de bonne conduite, et qui ne peuvent pas être activées via les procédures FRR
 - c. activer les unités qui ne fournissent pas de programmes de MW dans le contexte des Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, qui ne peuvent pas être activées via les processus FRR et qui offrent leur puissance active disponible sur une base volontaire ».
5. les mesures spécifiées aux paragraphes 4(b) et 4(c) seront prises au dernier moment pour permettre à Elia de prendre des mesures en tenant compte des dernières informations disponibles à la suite des alertes d'équilibrage. Elia s'efforcera d'atteindre une efficacité technico-économique en tenant compte de la durée et de l'ampleur du risque résiduel et de la production maximale et minimale, du délai de démarrage, des coûts de démarrage et d'autres contraintes techniques, le cas échéant.
6. les mesures spécifiées aux paragraphes 4(b) et 4(c) sont effectivement activées en tenant compte du délai de démarrage ou du délai d'activation des unités sélectionnées afin de contrôler le FRCE pendant les périodes présentant un niveau de risque défini, comme indiqué au paragraphe 4, ou si cela n'est pas possible, dès que possible après le début de l'événement attendu. Les unités restent activées pendant toute la période de risque défini. La période d'activation peut être raccourcie ou prolongée en fonction du calcul décrit au paragraphe 3.
7. Elia prépare, au moins une fois par an, une vue d'ensemble comportant une liste d'événements consécutifs aux déclencheurs spécifiés au paragraphe 3, ainsi qu'une brève motivation sur l'utilisation d'une ou plusieurs mesures spécifiées au paragraphe 4.
8. Au plus tard 15 jours ouvrables après l'activation d'unités suite à la mesure décrite au paragraphe 4(b), Elia doit soumettre un rapport contenant une description et une justification de cette action à la CREG. Le rapport contiendra au moins :
 - a. Une description de l'événement exceptionnel ;
 - b. Le résultat des évaluations menées conformément au paragraphe 3, y compris les valeurs des paramètres mentionnés et le moment de ces évaluations ;
 - c. Le résultat des évaluations menées conformément au paragraphe 4, y compris le moment de ces évaluations ;
 - d. L'énergie activée par unité et par période spécifiée par la durée de restauration de la fréquence et l'efficacité technico-économique atteinte conformément aux

paragraphes 5 et 6, y compris une justification de l'écart par rapport à l'optimum technico-économique, le cas échéant ;

e. Toute mesure envisagée ou prise par Elia afin de vérifier ou d'imposer le respect par les parties du marché de leurs obligations contractuelles envers Elia.

f. Les leçons tirées de l'événement exceptionnel et, le cas échéant, les recommandations concrètes qui pourraient faciliter la gestion événements exceptionnels suivants.

Article 13. Procédures d'escalade conformément à l'Article 157(4) de la SOGL

1. Comme indiqué à l'Article 157(4) de la SOGL, Elia veille à disposer d'une capacité de réserve FRR suffisante à tout moment conformément aux règles de dimensionnement des FRR. En cas de risque aigu d'insuffisance de capacité de réserve FRR dans le bloc RFP, et seulement dans des circonstances exceptionnelles, Elia aura recours à la procédure d'escalade.
2. La procédure opérationnelle spécifiée au paragraphe 1 ne peut être utilisée que si les moyens FRR nécessaires pour couvrir les besoins FRR à la suite du dimensionnement des FRR ne sont pas disponibles.
3. Pour chaque période spécifiée par une unité de temps de 15 minutes du marché de l'énergie d'équilibrage, Elia évalue continuellement le risque résiduel en soustrayant (b) de (a), avec :
 - a. Les besoins FRR tels que calculés dans le dimensionnement FRR (Titre 3) et
 - b. les moyens d'équilibrage disponibles, qui sont calculés comme la somme de :
 - i. l'acquisition de capacité d'équilibrage au sein de la zone de contrôle et l'échange de capacité d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant, conformément à l'Article 32(1) de l'EBGL.
 - ii. Le partage des réserves, le cas échéant, en vertu de l'Article 32(1)b de l'EBGL.
 - iii. Le volume des offres d'énergie d'équilibrage qui ne sont pas contractées par Elia et qui devraient être disponibles dans sa zone de contrôle et sur les plateformes européennes en tenant compte de la capacité d'échange entre zones disponible conformément à l'Article 32(1)c de l'EBGL.
4. Lorsque, pendant deux ou plusieurs périodes consécutives spécifiées par une unité de temps du marché de l'énergie d'équilibrage de 15 minutes, le risque résiduel tel que calculé au paragraphe 3 dépasse la plage FRCE de niveau 2, Elia peut, pour ces périodes :
 - a. publier une communication d'alerte d'équilibrage dans le but de :
 - i. Demander à tous les BSP de soumettre des offres supplémentaires d'énergie d'équilibrage FRR non contractée ;
 - ii. Informer tous les BRP afin qu'ils puissent adapter les injections et les prélèvements dans leur portefeuille en conséquence ;

- b. activer les unités soumises aux Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, conformément à l'article 130 du Code de bonne conduite, et qui ne peuvent pas être activées via les procédures FRR;
 - c. activer les unités qui ne fournissent pas de programmes de MW dans le contexte des Modalités et Conditions applicables aux responsables de la programmation, qui ne peuvent pas être activées via les processus FRR et qui offrent leur puissance active disponible sur une base volontaire.
5. Les mesures spécifiées aux paragraphes 4(b) et 4(c) seront prises au dernier moment pour permettre à Elia de prendre des mesures en tenant compte des dernières informations disponibles à la suite des alertes d'équilibrage. Elia s'efforcera d'atteindre une efficacité technico-économique en tenant compte de la durée et de l'ampleur du risque résiduel et de la production maximale et minimale, du délai de démarrage, des coûts de démarrage et d'autres contraintes techniques, le cas échéant.
6. Les mesures spécifiées aux paragraphes 4(b) et 4(c) sont effectivement activées en tenant compte du délai de démarrage ou du délai d'activation des unités sélectionnées afin d'être disponibles pour fournir une capacité supplémentaire pendant les périodes visées au paragraphe 3, ou si cela n'est pas possible, dès que possible après le début de cette période. L'unité reste activée, au moins à la puissance minimale, pendant toute la durée de l'événement prévu. La période d'activation peut être raccourcie ou prolongée en fonction des évaluations actualisées telles que visées au paragraphe 3.
7. Elia prépare, au moins une fois par an, une vue d'ensemble comportant une liste d'événements consécutifs aux déclencheurs spécifiés au paragraphe 3, ainsi qu'une brève motivation sur l'utilisation d'une ou plusieurs mesures spécifiées au paragraphe 4.
8. Au plus tard 15 jours ouvrables après l'activation des unités suite à la mesure décrite aux paragraphes 4(b) et 4(c), Elia doit soumettre un rapport contenant une description et une justification de cette action à la CREG. Le rapport contiendra au moins :
 - a. une description des circonstances exceptionnelles ;
 - b. Le résultat des évaluations menées conformément au paragraphe 3, y compris les valeurs des paramètres mentionnés et le moment de ces évaluations ;
 - c. Le résultat des évaluations menées conformément au paragraphe 4, y compris le moment de ces évaluations ;
 - d. L'énergie activée par unité et par période spécifiée par l'unité de temps du marché de l'énergie d'équilibrage de 15 minutes et l'efficacité technico-économique atteinte conformément au paragraphe 5, y compris une justification de l'écart par rapport à l'optimum technico-économique, le cas échéant.
9. Les BSP sont obligés d'offrir de la capacité d'équilibrage mFRR dès qu'Elia confirme le risque d'un problème d'approvisionnement en Belgique et/ou en France. Cette confirmation sera publiée par Elia après réception d'une communication sur une « Critical Grid Situation » de la part du Centre de coordination régional concerné.
 - a. A partir de D-3 (jour D étant la date de livraison), et jusqu'à la publication de la capacité d'équilibrage positive à acquérir conformément à l'article 6(5) du LFC Means,

- i. Elia informera le marché (via son Inside Information Platform, Elia Group IIP) de l'obligation de soumission dès que possible après avoir reçu une communication de « Critical Grid Situation ».
 - ii. Elia peut mettre à jour les informations pour appliquer l'obligation de soumission sur base de nouvelles informations reçues du Centre de coordination régional concerné.
 - b. L'obligation d'offre sera appliquée à toutes les CCTUs du jour D pour lesquelles la « Critical Grid Situation » identifie un problème d'approvisionnement pendant au moins un quart d'heure.
 - c. Si une « Critical Grid Situation » est identifiée, Elia transmettra à la CREG, dans les meilleurs délais, toutes les communications reçues du Centre de coordination régional concerné.
10. Lorsqu'une obligation de soumission est imposée conformément au paragraphe précédent, les BSP sont tenus de soumettre leur capacité mFRR lors de l'enchère pertinente organisée par Elia à 10h00 D-1 du (des) CCTU(s) à laquelle (auxquelles) l'obligation de soumission s'applique et ce :
 - a. pour toute la capacité d'équilibrage positive mFRR dont ils disposent par l'intermédiaire des unités de production coordonnées,
 - b. pour chaque BSP individuel dans les limites de la capacité d'équilibrage notifiée aux BSPs conformément à l'article 6(5) du LFC Means.

Article 14. Exigences de disponibilité des FRR et exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158(2) de la SOGL

1. Des unités fournissant des FRR et des groupes fournissant des FRR doivent être disponibles à tout moment. La disponibilité est supervisée par Elia et peut entraîner des pénalités telles que décrites dans le contrat pour la fourniture de services d'équilibrage. En outre, Elia a mis en œuvre un marché secondaire pour permettre le transfert des obligations de FRR afin d'aider les BSP à respecter leurs obligations.
2. La durée d'activation complète maximale des aFRR du bloc RFP Elia et la durée d'activation complète des mFRR du bloc RFP Elia sont fixées à respectivement 5 et 12,5 minutes. Par conséquent, la durée d'activation complète des aFRR du bloc RFP et la durée d'activation complète des mFRR du bloc RFP ne doivent pas être plus longues que la durée de restauration de la fréquence.
3. Les critères de qualité du réglage spécifiés dans le contrat pour la fourniture de services d'équilibrage sont la disponibilité (telle que décrite au paragraphe 1), l'exclusivité (aucune activation n'est autorisée pour un usage personnel) et les exigences de démarrage pour garantir la durée d'activation complète (tel que décrit au paragraphe 2). Les unités fournissant des FRR et les groupes fournissant des FRR doivent apporter la preuve qu'ils respectent les critères de qualité du réglage par le biais d'un processus de préqualification tel que décrit dans le contrat pour la fourniture de services d'équilibrage.

Article 15. Rôles et responsabilités en matière de partage des FRR conformément à l'article 166(7), et à l'article 175(2), de la SOGL

1. Les rôles et responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté, sont respectivement définis conformément aux points (103), (104) et (94) de l'article 3 de la SOGL.
2. Le GRT destinataire de la capacité de réglage est le GRT bénéficiant de l'activation de la capacité de réserve du GRT fournisseur de la capacité de réglage. Il peut demander l'activation de l'énergie d'équilibrage au GRT fournisseur de la capacité de réglage en indiquant le volume d'énergie d'équilibrage demandé et le moment de la livraison. Le GRT destinataire de la capacité de réglage calcule la capacité d'échange entre zones disponible avant de faire une telle demande afin de s'assurer que l'activation de l'énergie d'équilibrage ne conduira pas à des flux de puissance qui ne respectent pas les limites de sécurité d'exploitation. Le GRT destinataire de la capacité de réglage adapte l'injection de son contrôleur RFP afin de tenir compte de l'activation de l'énergie d'équilibrage par le GRT fournisseur de la capacité de réglage.
3. Le GRT destinataire de la capacité de réglage prend en considération une capacité de réserve qui est accessible par le biais d'un GRT fournisseur d'une capacité de réglage dans le dimensionnement de la capacité de réserve FRR conformément aux principes de l'1.
4. Elia notifie à tous les GRT de la même zone synchrone son intention d'exercer le droit d'appliquer le partage des réserves conformément à l'article 150 (1) de la SOGL. Tout GRT identifié comme GRT affecté conformément à l'article 150 (2) de la SOGL a la responsabilité de le déclarer à Elia dans un délai d'un mois après réception de la notification susmentionnée. Dès cette déclaration, le GRT affecté aura les droits spécifiés à l'article 150(3) de la SOGL.
5. Le GRT fournisseur de la capacité de réglage déclenchera l'activation de sa capacité de réserve pour un GRT destinataire de la capacité de réglage. Avant l'activation de l'énergie d'équilibrage, le GRT fournisseur de la capacité de réglage confirme au GRT destinataire de la capacité de réglage la disponibilité ou l'indisponibilité de ses réserves et la capacité d'échange entre zones nécessaire après une demande d'activation. Le GRT fournisseur de la capacité de réglage est responsable de la fourniture correcte de l'énergie d'équilibrage par ses BSP connectés. Il adapte l'entrée à son contrôleur RFP afin de tenir compte de l'activation de l'énergie d'équilibrage activée pour le GRT destinataire de la capacité de réglage.
6. Au plus tard le 14/5/2020, la capacité d'échange restante entre zones est adaptée par Elia après chaque activation lorsqu'Elia agit en tant que GRT fournisseur d'une capacité de réglage ou GRT destinataire de la capacité de réglage conformément aux paragraphes 2 et 5 du présent article.

TITLE 5 Dispositions finales

Article 16. Langue

1. Le LFCBOA est publié en anglais, néerlandais et français. En cas de différences sur l'interprétation des méthodologies présentées dans le LFCBOA, les versions en langues française et néerlandaise ont préséance sur la version en langue anglaise.