

---

# Accord d'Exploitation de bloc RFP Elia

---

Approuvé par la CREG le 6 décembre 2019

## Table des matières

Considérant ce qui suit.....	3
Introduction .....	3
TITLE 1 Dispositions générales .....	4
Article 1. Objectif .....	4
Article 2. Délai de mise en œuvre.....	4
Article 3. Définitions et interprétations .....	4
Article 4. Objet.....	5
TITLE 2 Méthodologies visées à l'article 6(3)e de la SOGL .....	7
Article 5. Restrictions de rampe pour la puissance active de sortie conformément à l'article 137(3) et (4) de la SOGL.....	7
Article 6. Actions coordonnées visant à réduire le FRCE, telles que définies à l'article 152(14) de la SOGL .....	8
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. ....	8
TITLE 3 Règles de dimensionnement des FRR définies conformément à l'article 157 et à l'article 6(3)e de la SOGL .....	9
Article 8. Règles de dimensionnement de la capacité de réserve FRR.....	9
Article 9. Détermination du ratio de FRR automatiques et de FRR manuelles .....	14
Article 10. Détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR à la suite du partage de FRR.....	16
TITLE 4 Méthodologies conformes à l'article 119, mais non visées à l'article 6 de la SOGL .....	17
Article 11. Superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134(1) de la SOGL ;..	17
Article 12. Exigences de disponibilité des FRR et exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158(2) de la SOGL.....	17
Article 13. Rôles et responsabilités en matière de partage des FRR conformément à l'article 166(7), et à l'article 175(2), de la SOGL .....	18
TITLE 5 Dispositions finales .....	19
Article 14. Langue.....	19

## LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT BELGE,

### **Considérant ce qui suit**

1. Le présent document est une proposition développée par Elia System Operator (ci-après désignée « Elia ») concernant les méthodologies et les conditions incluses dans le 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) de la 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 en application de l'article 6(5) de la SOGL, doivent au minimum être soumises à l'approbation des autorités de régulation compétentes. 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 parties prenantes au sujet du projet de proposition conformément à l'article 11 de la SOGL. Cette consultation s'est déroulée du 10 juillet 2018 au 21 août 2018. Une demande de modification a été consultée du 4 octobre 2019 au 4 novembre 2019.
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 ».

SOMET LA PROPOSITION SUIVANTE À L'APPROBATION DE 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. Le LFCBOA entrera en vigueur après son approbation par l'Autorité de Régulation Nationale, la CREG, le même jour que les Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage pour le service de Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle (mFRR), ci-après les « T&C BSP mFRR ». Jusqu'à cette date, les méthodologies et résultats de la version précédente restent valables.

### 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.
  - f. L'élément visé aux points g., k. n'est pas applicable étant donné qu'aucune procédure en cas de d'épuisement des FRR et RR ou procédure d'escalade ne sont actuellement mises en œuvre 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., o. et p. de l'article 119 de la SOGL sont spécifiées au Titre 4.

## **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-Bretagne<sup>1</sup>;
  - 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

---

<sup>1</sup> 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.

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.

#### **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. 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.
2. Outre les procédures et mesures visées au paragraphe 1, les unités ou le(s) groupe(s) fournissant des réserves mais ne pouvant pas être activés via les processus de FRR peuvent être activés par Elia via une mesure spécifique. Cette mesure exceptionnelle permet à Elia d'atténuer le risque d'être confronté à un FRCE important (tel que spécifié aux articles 152(12) et 152(13) de la SOGL) en raison de l'épuisement de la capacité de réserve disponible ou suite à un événement extraordinaire (tel qu'une tempête offshore ou d'autres événements exceptionnels) non couvert par la méthodologie de dimensionnement visée au Titre 3.
3. Dans le cadre de cette mesure opérationnelle, Elia peut activer la capacité dont la durée d'activation est supérieure à la durée d'activation complète maximale de FRR,

conformément à l'Article 12. Elia s'efforcera d'atteindre la meilleure efficacité technico-économique, c'est-à-dire le coût le plus bas en tenant compte des contraintes du réseau. Elia active la capacité :

- (1) en temps réel afin de réduire le FRCE faisant suite à l'épuisement de la capacité de réserve mFRR disponible ;
- (2) ex ante afin d'anticiper un FRCE élevé à cause de l'épuisement de la capacité de réserve mFRR disponible via la création d'une capacité de réserve mFRR supplémentaire.

4. Elia prend la décision d'activer cette capacité sur base des informations suivantes :
  - a. Les prévisions pertinentes (en MW) ;
  - b. Les mesures d'atténuation communiquées à ELIA par les BRP et ;
  - c. Le volume de capacité de réserve FRR disponible au moment de l'événement prévu.

Le volume de flexibilité activé par Elia via cette procédure est limité au volume nécessaire pour ramener le risque résiduel d'un FRCE important à un niveau acceptable (en dessous des conditions spécifiées aux articles 152(12) et 152(13) de la SOGL).

5. Dans un délai de 30 jours après le recours à des mesures de réduction du FRCE conformément à l'article 152(16) de la SOGL, Elia prépare un rapport contenant une explication détaillée du raisonnement, de la mise en œuvre et de l'impact de cette action et le soumet à l'autorité de régulation compétente.

### **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**

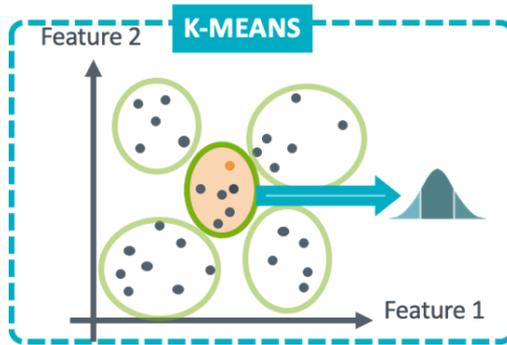
1. ELIA dimensionne la capacité de réserve FRR requise quotidiennement, conformément aux critères minimums définis à l'article 157(2) de la SOGL sur la base de la valeur maximale résultant de :
  - a) d'une **méthodologie probabiliste** dynamique spécifiée plus avant aux paragraphes 2 à 7 et en ligne 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<sup>e</sup> 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 utilisé<sup>2</sup>. 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  $\mu_j$  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.

---

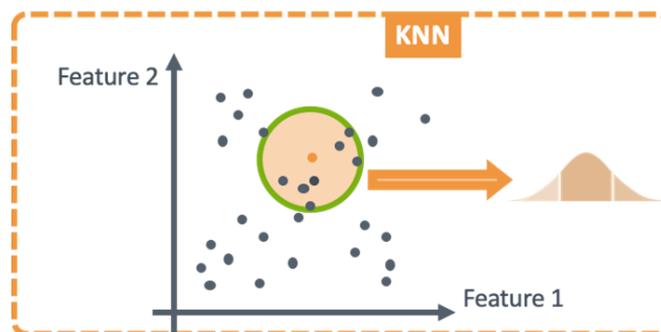
<sup>2</sup>Spécifié dans la bibliothèque Scikit-learn pour la programmation Python. <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.cluster.KMeans.html> où les paramètres sont : `sklearn.cluster.KMeans(n_clusters=15, random_state=0)`. Tous les autres paramètres sont réglés à leur valeur par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



$$\sum_{i=0}^n \min_{\mu_j \in C} (\|x_i - \mu_j\|^2)$$

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.

- c) **KNN PE**, selon laquelle les enregistrements historiques spécifiés au paragraphe 3 sont catégorisés sur la base d'un algorithme « unsupervised nearest neighbors »<sup>3</sup>. 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.

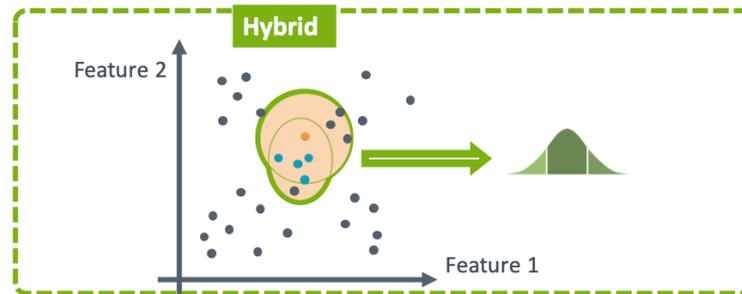


Lors du calcul day-ahead des besoins de capacité de réserve FRR, la distribution de déséquilibre du bloc RFP pertinente représentant le risque de prévision est calculée sur la base des 3500 observations (voisins) les plus proches.

- 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

<sup>3</sup>Spécifié 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\_neighbors=3500). Tous les autres paramètres sont réglés à leur valeur par défaut.

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 au moyen d'une pondération normale et définie comme  $f_{i,j, scaled} = \frac{f_{i,j} - mean(f_{all,j})}{std(f_{all,j})}$  où  $f_{i,j}$  est la valeur de la caractéristique  $j$  non pondérée pour la  $i^{\text{e}}$  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**<sup>4</sup> avec des pas de déséquilibre de 5 MW (de - 2500 MW à 2500 MW)<sup>5</sup>.

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 :

<sup>4</sup> 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 »)`

<sup>5</sup> 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](https://en.wikipedia.org/wiki/Kernel_density_estimation#A_rule-of-thumb_bandwidth_estimator)

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 de la différence de prix day-ahead entre la Grande-Bretagne et la Belgique. Cette donnée est dérivée de l'algorithme spécifié au paragraphe 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. La différence de prix day-ahead entre la Belgique et la Grande-Bretagne est déterminée pour chaque quart d'heure du jour suivant, sur la base d'une méthode d'apprentissage machine tenant compte de la demande totale, ainsi que des prévisions pour l'éolien et le photovoltaïque. Pour chaque quart d'heure du jour suivant :
- $\text{Price\_BE} - \text{Price\_GB} \geq 7 \text{ €/MWh}$ , l'interconnexion est considérée comme « en import » ;
  - $\text{Price\_BE} - \text{Price\_GB} \leq -7 \text{ €/MWh}$ , l'interconnexion est considérée comme « en export » ;
  - $-7 \text{ €/MWh} < \text{Price\_BE} - \text{Price\_GB} < 7 \text{ €/MWh}$ , 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 6 ;
  - 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 6.
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. Cette analyse est menée sur la base des enregistrements historiques consécutifs du paragraphe 3 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 doit déterminer le ratio de FRR automatiques (ci-après désignées « aFRR »), de FRR manuelles (ci-après désignées « mFRR ») et la durée d'activation complète des aFRR et des mFRR afin de se conformer à l'exigence de l'article 157(2)b de la SOGL.
  - a) Elia détermine la durée d'activation complète des FRR automatiques et les FRR manuelles à l'Article 12.
  - b) La capacité de réserve requise pour les FRR est déterminée au moyen de la méthodologie probabiliste décrite à l'Article 8(2).
2. Les besoins d'aFRR sont déterminés sur la base des variations du déséquilibre du bloc RFP qui sont la différence de déséquilibres potentiels du bloc RFP sur deux périodes consécutives de 15 minutes. La distribution de probabilité des variations de déséquilibre

du bloc RFP est basée sur deux années de valeurs de déséquilibre du bloc RFP (du 1<sup>er</sup> juillet 2017 au 30 juin 2019). L'échantillonnage de ces enregistrements historiques est déterminé à 15 minutes et couvre 2 années complètes se terminant moins de six mois avant la date du calcul.

3. Les déséquilibres potentiels du bloc RFP utilisés pour les calculs des besoins d'aFRR se basent sur les deux axes suivants :

a) Une extrapolation des déséquilibres historiques du bloc RFP grâce à l'addition d'erreurs de prévision résultant de la capacité renouvelable supplémentaire installée (énergie éolienne offshore, énergie éolienne onshore et électricité solaire photovoltaïque) entre l'année pour laquelle la capacité de réserve est dimensionnée et la période représentée par les valeurs historiques des déséquilibres du bloc RFP. La capacité renouvelable incrémentielle sera basée sur les dernières projections, tel qu'indiqué ci-dessous :

Months	2017-18			2018-19			2020		
	PV	Onshore Wind	Offshore Wind	PV	Onshore Wind	Offshore Wind	PV	Onshore Wind	Offshore Wind
jul	3.426	1.808	878	3.788	2.113	1.010	4.805	2.666	1.759
aug	3.458	1.829	878	3.817	2.141	1.091	4.858	2.688	1.759
sep	3.490	1.851	878	3.846	2.169	1.179	4.911	2.710	1.759
oct	3.523	1.872	878	3.875	2.198	1.179	4.964	2.731	1.759
nov	3.555	1.894	878	3.903	2.226	1.179	5.017	2.753	1.759
dec	3.587	1.915	878	3.932	2.254	1.179	5.070	2.775	1.840
jan	3.616	1.943	878	3.974	2.276	1.179	4.486	2.535	1.920
feb	3.645	1.972	878	4.016	2.297	1.207	4.539	2.557	2.001
mar	3.673	2.000	878	4.057	2.319	1.225	4.592	2.579	2.085
apr	3.702	2.028	878	4.099	2.340	1.326	4.645	2.600	2.169
may	3.731	2.056	878	4.141	2.362	1.442	4.698	2.622	2.253
jun	3.760	2.085	937	4.183	2.384	1.529	4.752	2.644	2.253

b) Une amélioration globale du déséquilibre du système de 2 % est prise en compte. Par ailleurs, l'amélioration globale de la précision des prévisions consécutive aux prévisions infrajournalières est estimée à 35 % pour chaque technologie, tandis que l'aptitude du BRP à ajuster son portefeuille à ces corrections est estimée à 100%.

4. La capacité de réserve aFRR positive et négative (symétrique pour les deux sens) est déterminée pour couvrir 79 % des variations du déséquilibre du bloc RFP. La valeur est fixée à 151 MW.

5. Dans une prochaine version du LFCBOA, Elia présentera une nouvelle méthodologie pour l'évaluation des besoins d'aFRR. Dans l'attente de la mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie, Elia limitera les besoins symétriques d'aFRR à la même valeur qu'en 2019, c'est-à-dire 145 MW.

6. 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 sur la base du reporting sur la qualité du FRCE comme spécifié à l'Article 11. Elle est réalisée chaque année au cours du premier trimestre, conformément à l'article 157(2)a de la SOGL.

7. Elia détermine la capacité de réserve mFRR positive et négative requise chaque jour avant 7h du matin pour chaque période de 4 heures du jour suivant comme étant la différence entre la capacité de réserve FRR et aFRR positive et négative requise.

## **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 de dimensionnement positif (actuellement fixé à 1 039 MW), c'est-à-dire 312 MW ;
  - b. la réduction de la capacité de réserve FRR positive d'un bloc RFP est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement positif et la capacité de réserve FRR requise pour couvrir les déséquilibres positifs du bloc RFP durant 99,0 % du temps, sur la base des enregistrements historiques visés à l'article 157(2)a de la SOGL. Sur la base de l'échantillonnage et de la période des enregistrements historiques de l'Article 9(2), la capacité de réserve positive maximale pouvant être partagée est fixée à 547 MW (1 039 MW - 492 MW).
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 de dimensionnement 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. Sur la base de l'échantillonnage et de la période des enregistrements historiques visés à l'Article 9(2), la capacité de réserve négative maximale pouvant être partagée est fixée à 560 MW (1024 MW - 464 MW) ;
  - 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 négative d'un bloc RFP est limitée à la différence, si elle est positive, entre la taille de l'incident de dimensionnement 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. Sur la base de l'échantillonnage et de la période des enregistrements historiques visés à l'Article 9(2), la capacité de réserve négative maximale pouvant être partagée est fixée 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 13.

#### **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. 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 7,5 et 15 minutes. Par conséquent, la durée d'activation complète des aFRR d'un 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 13. 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'Article 10.
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 14.    Langue**

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.