

ELIA TRANSMISSION BELGIUM

RÈGLES DE COMPENSATION DES DÉSÉQUILIBRES QUART-HORAIRES.

**(Ci-après également dénommées les “Règles
d’équilibrage”)**

Date de soumission pour approbation réglementaire : le 28/05/2020

Table des matières

TITLE 1	Dispositions générales	5
Article 1.	Objet et champ d'application	5
Article 2.	Publication et application des Règles d'Équilibrage	5
Article 3.	Définitions et interprétations	5
TITLE 2	Ressources d'équilibrage	9
Article 4.	Liste des ressources d'équilibrage	9
Article 5.	FCR	9
Article 6.	aFRR et Compensation des Déséquilibres	9
Article 7.	mFRR	10
Article 8.	Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles	11
TITLE 3	Utilisation des ressources d'équilibrage pour maintenir l'équilibre du Bloc RFP Elia	12
Article 9.	Concept de liste de "merit order"	12
Article 10.	Activation de FCR	12
Article 11.	Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR	12
Article 12.	Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR	13
Article 13.	Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles	15
TITLE 4	Impact de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les tarifs de déséquilibre	16
Article 14.	Généralités	16
Article 15.	Détermination du Déséquilibre du Système	17
Article 16.	Détermination du Prix Marginal des activations à la hausse	19
Article 17.	Détermination du Prix Marginal des activations à la baisse	20
Article 18.	Règles relatives au prix offert dans les Offres d'Énergie	22
TITLE 5	Publication d'informations	22
Article 19.	Publication sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e	22
Article 20.	Publication sur le site Web d'Elia	22
TITLE 6	Rapports et monitoring	23
Article 21.	Offres de capacité	23
Article 22.	Marché secondaire	24
Article 23.	Offres d'Énergie	24
Article 24.	IGCC	25
Article 25.	Activation	25
Article 26.	Prix de Déséquilibre	26
Article 27.	Monitoring financier du mécanisme d'équilibrage	26
Article 28.	Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP	26
TITLE 7	Dispositions finales	27
Article 29.	Langue	27

LE GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT BELGE, COMPTE TENU DES ÉLÉMENTS SUIVANTS :

Il est préalablement exposé ce qui suit :

- 1. En vertu de l'article 200 §1 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après dénommé le "**Règlement Technique Fédéral**"), Elia Transmission Belgium SA/NV, (ci-après dénommée "**Elia**") est tenue d'élaborer un ensemble de règles de marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après dénommées "**les Règles d'Équilibrage**").*
- 2. La capacité de réserve de FCR qu'Elia doit acheter est déterminée par l'ensemble des Gestionnaires de Réseau de Transport (ci-après dénommés les "**GRT**") de la zone synchrone, en application des dispositions de l'article 153 du règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé "**SOGL**"), et spécifiée dans l'Accord d'Exploitation de la Zone Synchrone (ci-après dénommé "**AEZS**").*
- 3. L'accord d'exploitation de bloc RFP (ci-après dénommé "**LFC BOA**") visé à l'article 119 du SOGL précise les règles de dimensionnement des Réserves de Restauration de la Fréquence ou "**FRR**" (soit le total des aFRR et mFRR) ainsi que les modalités pour remplir les obligations de réglage de fréquence-puissance en exécution de l'article 228 du Règlement Technique Fédéral.*
- 4. Conformément à l'article 228 §3 du Règlement Technique Fédéral, Elia établit et soumet à l'approbation de la CREG une proposition concernant la méthodologie de détermination des volumes de capacité d'équilibrage d'aFRR et de mFRR pour le Bloc RFP Elia (ci-après dénommée "**LFC Means**"). La détermination des volumes de capacité d'équilibrage tient compte du volume de partage des réserves et des offres d'énergie d'équilibrage non contractées.*
- 5. Elia bénéficie d'une dérogation formulée conformément à l'article 32(3) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après dénommé "**EBGL**") et approuvée par la CREG dans la décision (B)1879 du 18 décembre 2018, concernant l'obligation d'acheter séparément la capacité d'équilibrage aFRR à la hausse et à la baisse. Cette dérogation a été accordée jusqu'au 15 décembre 2021.*
- 6. L'article 145(4) du SOGL décrit le processus de restauration automatique de la fréquence pour l'activation de l'aFRR dans le Bloc RFP Elia.*
- 7. L'article 226 du Règlement Technique Fédéral détermine la puissance active disponible pour le réglage à la hausse et à la baisse qui doit être mise à la disposition d'Elia sur les unités de production et les parcs de stockage asynchrones de type C ou D (conformément à l'article 35 §2 et §4 du Règlement Technique Fédéral) d'une puissance nominale supérieure ou égale à 25 MW. L'article 226 du Règlement*

Technique Fédéral définit également la participation volontaire aux services d'équilibrage d'autres unités de production et parcs de stockage ainsi que d'unités de consommation.

- 8. Les articles 12 à 12quinquies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après dénommée "**Loi Électricité**") énoncent les principes que la proposition tarifaire doit respecter.*
- 9. Conformément aux articles 12 à 12quinquies de la Loi Électricité, la proposition tarifaire inclut le tarif du maintien et de la restauration de l'équilibrage individuel du Responsable d'équilibre ("**BRP**").*
- 10. L'impact de l'activation des réserves d'équilibrage sur le(s) périmètre(s) d'équilibrage des BRP concernés est décrit dans le Contrat BRP.*
- 11. En vertu de l'article 17 du règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité (ci-après dénommé "**Règlement Transparence**"), chaque GRT est tenu de fournir à ENTSO-e des informations relatives à l'équilibrage du Bloc RFP du GRT.*
- 12. En vertu de l'article 12 de l'EBGL, chaque GRT doit au minimum publier des informations relatives à l'équilibrage sur la plateforme de transparence de l'information d'ENTSO-e.*
- 13. L'article 227 du Règlement Technique Fédéral stipule qu'Elia doit surveiller la disponibilité des services d'équilibrage dans le Bloc RFP conformément à l'article 163 du SOGL.*
- 14. Le cas échéant, les règles de fonctionnement de la réserve stratégique (ci-après dénommées "**Règles RS**") établies conformément à l'article 7septies de la Loi Électricité sont prises en compte.*
- 15. En cas de différences et/ou de contradictions entre les Règles d'Équilibrage et l'une des méthodologies réglementaires européennes et/ou régionales provenant de l'EBGL et du Règlement Transparence, ce dernier prévaut.*

SOUJET CE QUI SUIT POUR APPROBATION À LA CREG:

TITRE 1 Dispositions générales

Article 1. Objet et champ d'application

1. Conformément à l'article 200 §2 du Règlement Technique Fédéral, les Règles d'Équilibrage sous-jacentes contiennent les éléments suivants:
 - a. la liste de ressources d'équilibrage disponibles pour le GRT et les modalités détaillées de leur utilisation par le GRT en vue de garantir l'équilibre du Bloc RFP, comme décrit respectivement aux TITRE 2 et TITRE 3;
 - b. l'impact potentiel de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les composantes tarifaires applicables aux BRP selon les tarifs établis conformément aux articles 12 à 12quinquies de la Loi Électricité, tel que décrit au TITRE 4 ;
 - c. les modalités de publication en temps utile des informations pertinentes pour l'équilibrage du Bloc RFP, telles que décrites au TITRE 5;
 - d. les modalités de monitoring du fonctionnement du marché d'équilibrage et la création des rapports associés pour la CREG, telles que décrites au TITRE 6.
2. Les Règles d'Équilibrage décrivent uniquement l'utilisation des ressources d'équilibrage dans le cadre de l'équilibrage du Bloc RFP Elia et n'incluent pas l'utilisation de ces ressources dans le cadre de la gestion de la congestion.

Article 2. Publication et application des Règles d'Équilibrage

1. Les Règles d'Équilibrage prennent effet, après leur approbation par la CREG, le jour de l'entrée en vigueur de la première version des Modalités et Conditions du Fournisseur de services d'équilibrage pour la Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique (ci-après dénommées "T&C BSP aFRR").
2. Les Règles d'Équilibrage entrent en vigueur pour une durée indéterminée.
3. Conformément à l'article 200 §1 du Règlement Technique Fédéral, Elia publie les Règles d'Équilibrage après leur approbation par la CREG.
4. En vertu de l'article 200 §1 du Règlement Technique Fédéral, toutes les futures évolutions des Règles d'Équilibrage feront l'objet d'une consultation publique, et la proposition qui en résultera sera soumise à l'approbation de la CREG.

Article 3. Définitions et interprétations

1. Sauf plus ample précision aux fins de l'application des Règles d'Équilibrage, sans toutefois ignorer les dispositions d'ordre public, les notions définies dans la Loi Électricité, les décrets et/ou ordonnances relatifs à l'organisation du marché de l'électricité et/ou les différents Règlements techniques et codes de réseau et lignes directrices de l'UE

applicables, tels que modifiés périodiquement, sont également inclus pour les besoins des Règles d'Équilibrage dans le sens de ces définitions légales ou réglementaires.

2. Dans les présentes Règles d'Équilibrage, à moins que le contexte ne s'y oppose:
 - le singulier indique le pluriel et vice versa;
 - les références à un genre comprennent tous les autres genres;
 - la table des matières, les titres et les dénominations sont insérés pour des raisons de commodité uniquement et n'affectent pas leur interprétation;
 - l'expression "y compris" et ses variantes doivent être interprétées sans restriction;
 - toute référence à la législation, la réglementation, une directive, un décret, un instrument, un code ou tout autre texte législatif doit comprendre toute modification, extension ou réadoption de celui-ci alors en vigueur.

3. Aux fins des présentes Règles d'Équilibrage, les définitions suivantes s'appliquent également :

(1)	ACER	Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie;
(2)	aFRR Requested	Tel que défini à l'article II.1 des T&C BSP aFRR;
(3)	Écart de Réglage de Zone ou "ACE"	Tel que défini à l'article 3(19) du SOGL. Pour le Bloc RFP Elia, l'ACE est égal au FRCE;
(4)	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique ou "aFRR"	Tel que défini à l'article 3(99) du SOGL;
(5)	Services d'Équilibrage	Tel que défini à l'article 2(3) de l'EBGL;
(6)	Responsable d'Équilibre ou "BRP"	Tel que défini à l'article 2(7) de l'EBGL et inscrit au registre des Responsables d'Équilibre;
(7)	Contrat BRP	Le contrat conclu entre Elia et le BRP conformément aux articles 219 et 220 du Règlement Technique Fédéral;
(8)	Contrat CIPU ou "CIPU"	Le contrat pour la "Coordination de l'appel des unités de production" conclu avec Elia, ou tout autre (ensemble de) contrat(s) régulé(s) destiné(s) à remplacer le Contrat CIPU, conformément aux dispositions de l'article 377 du Règlement Technique Fédéral;

(9)	Unité de Temps Contractuelle pour la Capacité ou "CCTU"	Tel que défini à l'article II.1 des T&C BSP FCR, à l'article II.1 des T&C BSP aFRR et à l'article II.1 des T&C BSP mFRR;
(10)	CREG	Commission fédérale belge de régulation des marchés de l'électricité et du gaz ;
(11)	Point de Livraison DP _{PG}	Tel que défini à l'article II.1 des T&C BSP FCR, à l'article II.1 des T&C BSP aFRR et à l'article II.1 des T&C BSP mFRR;
(12)	Loi Électricité	La loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, M.B. du 11.05.1999, telle que modifiée périodiquement;
(13)	Offre d'Énergie	Combinaison d'un volume (en MW) et d'un prix (en €/MWh), soumise à Elia pour activation;
(14)	ENTSO-e	Réseau Européen des Gestionnaires de Réseaux de Transport d'Électricité (European Network of Transmission System Operators for Electricity);
(15)	Règlement Technique Fédéral	L'arrêté royal du 22 avril 2019 tel que modifié de temps à autre, établissant un règlement technique fédéral pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci;
(16)	Réserve de Stabilisation de la Fréquence ou "FCR"	Tel que défini à l'article 3(6) du SOGL;
(17)	Compensation des Déséquilibres	Tel que défini à l'article 2(40) de l'EBGL ;
(18)	Prix de Déséquilibre	Tel que défini à l'article 2(12) de l'EBGL;
(19)	LFC BOA	Accord d'exploitation du Bloc RFP Elia, conformément à l'article 119 du SOGL;
(20)	LFC Means	Document approuvé par la CREG décrivant la méthodologie utilisée pour déterminer les volumes de capacité d'équilibrage aFRR et mFRR pour le Bloc RFP Elia, conformément à l'article 228 §3 du Règlement Technique Fédéral;
(21)	Bloc de Réglage	Tel que défini à l'article 3(18) du SOGL;

	Fréquence-Puissance ou "Bloc RFP"	
(22)	Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle ou "mFRR"	Réserve de Restauration de la Fréquence (FRR), telle que définie à l'article 3(7) du SOGL, qui peut être activée manuellement;
(23)	mFRR Flex	Le produit de capacité d'équilibrage mFRR caractérisé par un temps d'activation limité et un temps de neutralisation entre deux activations successives, tel que défini dans les T&C BSP mFRR;
(24)	mFRR Standard	Le produit de capacité d'équilibrage mFRR caractérisé par un temps d'activation illimité et l'absence de temps de neutralisation, tel que défini dans les T&C BSP mFRR;
(25)	Type de Réserve	Un type de réserve de puissance active, tel que défini à l'article 3(16) du SOGL et inclus dans la liste des ressources d'équilibrage de l'article 4;
(26)	Déséquilibre du Système	Est égal à l'Écart de Réglage de Zone diminué du Volume Net de Réglage, tel que défini à l'Article 15 (1);
(27)	Unité Technique	Une installation raccordée au sein du Bloc RFP Elia;
(28)	Règlements Techniques	Le Règlement Technique Fédéral de transport (adopté sous la forme d'un arrêté royal sur la base de l'article 11 de la Loi Électricité – actuellement l'Arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, M.B. 29.04.2019", tel que modifié périodiquement, et les règlements techniques de transport locaux et régionaux, tels que modifiés périodiquement;
(29)	Règlement Transparence	Règlement UE 543/2013 du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil;

(30)	Modalités et Conditions du Fournisseur de Services d'Équilibrage ou "T&C BSP"	Les modalités et conditions à destination des fournisseurs de services d'équilibrage, conformément à l'article 18 de l'EBGL;
(31)	Unité avec Limitations Techniques	Une Unité Technique au sens de l'article 226 §1 du Règlement Technique Fédéral qui ne peut pas être activée par les processus FRR.

TITRE 2 Ressources d'équilibrage

Article 4. Liste des ressources d'équilibrage

1. Les ressources d'équilibrage dont dispose Elia pour assurer l'équilibre du Bloc RFP Elia sont les suivantes:
 - i. Réserve de Stabilisation de la Fréquence;
 - ii. Compensation des Déséquilibres et Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique;
 - iii. Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle, y compris les accords de partage de mFRR entre les GRT.

Article 5. FCR

1. Les modalités et conditions relatives aux produits FCR sont décrites dans les T&C BSP FCR.
2. Conformément à l'article 163 §2 et à l'annexe VI du SOGL, tous les GRT impliqués dans l'échange de FCR à l'intérieur d'une zone synchrone doivent veiller à ce qu'au moins 30 % du total combiné de leurs obligations FCR initiales soient physiquement fournis au sein de leur Bloc RFP. Cela signifie que maximum 70 % de leurs obligations FCR initiales peuvent être physiquement fournis en dehors du Bloc RFP Elia et que, compte tenu de cette contrainte imposée par le SOGL, Elia participe au service Regelleistung pour l'approvisionnement en FCR.

Article 6. aFRR et Compensation des Déséquilibres

1. Les modalités et conditions relatives aux produits aFRR sont décrites dans les T&C BSP aFRR.
2. Elia active l'aFRR contractée et non contractée conformément à l'Article 11.
3. Compensation des Déséquilibres
 - i. L'article 146(1) du SOGL stipule que la cible de réglage du processus de Compensation des Déséquilibres vise à réduire la quantité d'activations

simultanées de FRR dans des sens opposés dans les différentes zones RFP participantes, au moyen d'un échange de puissance permettant la Compensation des Déséquilibres.

- ii. Conformément à l'article 22(3) de l'EBGL, le cadre de mise en œuvre de la Compensation des Déséquilibres¹ inclut le contenu minimum pour le processus de Compensation des Déséquilibres sur la plateforme européenne.
 - iii. En vertu de l'article 22(5) de l'EBGL, les GRT sont tenus d'appliquer le processus de Compensation des Déséquilibres au plus tard un an après que le cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres est approuvé.
 - iv. Elia prévoit d'implémenter le processus de Compensation des Déséquilibres conformément à l'article 22(5) de l'EBGL, selon le plan de mise en œuvre, après l'approbation par l'ACER du cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres.
 - v. Jusqu'à la mise en œuvre complète du cadre de mise en œuvre de Compensation des Déséquilibres, il convient de noter qu'Elia, en tant que membre opérationnel de l'IGCC², applique déjà un processus de Compensation des Déséquilibres³.
4. L'impact des activations d'aFRR contractée ou non contractée ou de Compensation des Déséquilibres sur le prix de déséquilibre est décrit au TITRE 4.

Article 7. mFRR

1. Les modalités et conditions relatives aux produits mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.
2. Elia peut conclure avec des GRT voisins des contrats d'échange d'énergie pour la régulation à la hausse ou à la baisse du Bloc RFP Elia.
 - i. Dans le cadre de ces contrats, la mise à disposition de mFRR s'effectue sur une base bilatérale, symétrique et volontaire entre Elia et les GRT voisins. Ce cadre permet à Elia de faciliter le partage des réserves. La disponibilité des réserves de mFRR correspondantes n'est ni rémunérée ni garantie.
 - ii. Lorsqu'Elia active les Offres d'Énergie mFRR à la demande d'un GRT voisin, les Offres d'Énergie mFRR sont réglées selon les modalités décrites dans les T&C BSP mFRR.

¹ Le cadre de mise en œuvre de la Compensation des Déséquilibres a été soumis à l'ACER pour approbation. La décision de l'ACER est attendue en juin 2020.

² L'International Grid Control Cooperation (IGCC) est le projet de mise en œuvre sélectionné par le Comité de Marché d'ENTSO-E en février 2016 ; il est amené à devenir la future Plateforme européenne pour le processus de compensation des déséquilibres (Plateforme CD) telle que définie à l'article 22 de l'EBGL.

³ Publié sur le site Web d'ENTSO-E (https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/)

- iii. Le prix et la procédure de règlement de l'énergie activée dans le cadre des accords de partage de mFRR entre les GRT concernés font l'objet d'une convention bilatérale entre Elia et le GRT concerné.
3. Elia active la mFRR contractée et non contractée et la mFRR disponible par le biais d'accords de partage conformément à l'Article 12.
4. L'impact des activations de mFRR contractée ou non contractée ou de l'activation d'accords de partage de mFRR à la demande d'Elia sur le prix de déséquilibre est décrit au TITRE 4.

Article 8. Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles

1. Dans des circonstances exceptionnelles et conformément à l'Article 13, Elia peut faire appel à des ressources supplémentaires comme décrit au § 2 et au § 3.
2. Unités avec Limitations Techniques
 1. Conformément à l'article 7(2) du LFC BOA, Elia peut, dans des circonstances exceptionnelles, activer des unités ou des groupes fournissant des réserves qui ne peuvent pas être activés par les processus FRR (ci-après dénommées "**Unités avec Limitations Techniques**"), par le biais d'une mesure distincte décrite à l'Article 13 (1).
 2. Elia fait appel aux Unités avec Limitations Techniques qui, en application de l'article 226 §1 du Règlement Technique Fédéral, mettent à la disposition d'Elia la puissance active disponible restante (c'est-à-dire toutes les unités de production et unités de stockage asynchrones d'une puissance nominale de 25 MW ou plus, quelle que soit leur réactivité en vertu des exigences des produits d'équilibrage).
 3. L'activation des Unités avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage est réglée par les modalités décrites dans le Contrat CIPU.
3. Unité de réserve stratégique en fonctionnement

Dans le cas d'une unité de réserve stratégique en fonctionnement, à savoir une unité en phase de livraison effective telle que définie au chapitre 7 des Règles RS, Elia peut activer la marge disponible à la hausse (le cas échéant, calculée comme la différence entre la puissance maximum disponible sur l'unité et le point de consigne demandé pour l'activation de la SGR) à des fins d'équilibrage, avant l'activation du plan de délestage et conformément à l'Article 13 (2) et aux Règles RS.

TITRE 3 Utilisation des ressources d'équilibrage pour maintenir l'équilibre du Bloc RFP Elia.

Article 9. Concept de liste de "merit order"

1. Les Offres d'Énergie peuvent être sélectionnées, sur base quart-horaire, par Type de Réserve, pour être activées selon un concept de liste de "merit order" ("MOL") classant les Offres d'Énergie pour réglage à la hausse (du prix d'activation le plus bas au plus élevé) ou à la baisse (du prix d'activation le plus élevé au plus bas) et en suivant les règles définies à l'Article 11 pour les Offres d'Énergie aFRR et à l'Article 12 pour les Offres d'Énergie mFRR.

Article 10. Activation de FCR

1. La FCR est automatiquement activée en fonction de l'écart de fréquence par rapport à 50 Hz. En conséquence, tous les BSP fournissant de la FCR sont activés simultanément et proportionnellement à l'écart de fréquence, conformément aux T&C BSP FCR.

Article 11. Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR

1. Chaque quart d'heure avant la création de la MOL pour les Offres d'Énergie aFRR comme décrit à l'Article 9, Elia peut prendre en compte les risques pour la sécurité du réseau et déclarer que la ou les Offre(s) d'Énergie aFRR n'est ou ne sont pas disponible(s) pour l'activation, comme décrit dans les T&C BSP aFRR. Les Offres d'Énergie aFRR déclarées indisponibles ne sont pas conservées dans la MOL.
2. Chaque quart d'heure, Elia envoie la MOL pour le quart d'heure concerné et les 95 quarts d'heure suivants au régulateur aFRR. Cet envoi écrase la MOL des 95 premiers quarts d'heure et ajoute une nouvelle MOL pour le 96^e quart d'heure dans le régulateur aFRR.
3. Le processus de Compensation des Déséquilibres est appliqué avant les activations aFRR. La demande d'aFRR des zones RFP participantes est signalée au système d'exploitation de Compensation des Déséquilibres qui, après chaque étape d'optimisation, renvoie un signal de correction aux régulateurs aFRR de chaque membre opérationnel de l'IGCC. En ce sens, on évite la contre-activation de l'énergie d'équilibrage aFRR et on optimise l'utilisation de l'aFRR.
4. L'aFRR est activée dans le Bloc RFP Elia conformément à l'article 145(4) du SOGL et suivant les dispositions suivantes :
 - a. Le régulateur aFRR détermine la cible de contrôle globale et sélectionne, selon un mécanisme d'activation "merit order" basé sur la MOL tel que défini à l'Article 9, toutes les 4 secondes, les Offres d'Énergie aFRR qui doivent être activées et la cible de contrôle (à savoir le volume sélectionné) par Offre d'Énergie.
 - b. Toutes les 4 secondes, le régulateur aFRR calcule le volume à activer par Offre d'Énergie (à savoir l'aFRR Requested par offre). Ce calcul repose sur les Offres

d'Énergie sélectionnées, la cible de contrôle par Offre d'Énergie, la valeur de rampe des Offres d'Énergie sélectionnées et le volume des Offres d'Énergie activé au cours des 4 secondes précédentes, comme décrit dans les T&C BSP aFRR.

- c. Dans le cas où des contraintes techniques empêchent de suivre la situation décrite aux paragraphes 4.a et 4.b, la procédure de back-up suivante, composée de deux étapes, est utilisée.
 - a. Elia sélectionne les premières Offres d'Énergie aFRR disponibles dans la MOL (créée selon la méthode décrite à l'Article 9) jusqu'au niveau de volume aFRR contracté.
 - b. Toutes les 4 secondes, le régulateur aFRR détermine le volume activé par BSP selon un mécanisme au prorata basé sur les Offres d'Énergie sélectionnées (voir étape précédente). Le volume activé par BSP est basé sur la cible de contrôle du BSP, la valeur de rampe des Offres d'Énergie et le volume d'Offres d'Énergie activé pendant les 4 secondes précédentes.
5. Si Elia n'est pas en mesure d'envoyer la MOL à temps au régulateur aFRR, Elia active les Offres d'Énergie aFRR en fonction des dernières informations disponibles dans le régulateur aFRR. Si aucune information n'est disponible pour le quart d'heure concerné, le régulateur aFRR utilise les informations du dernier quart d'heure disponible (voir paragraphe 1).
6. Dans la situation décrite au §5, Elia procédera à une correction ex post de la sélection des Offres d'Énergie aFRR et du volume activé par Offre d'Énergie aFRR (sur la base des informations soumises par le BSP sur la plateforme d'enchères) en vue du processus de règlement décrit dans les T&C BSP aFRR.

Article 12. Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR

1. De manière générale, Elia analyse la nécessité d'une éventuelle activation de la mFRR conformément à l'article 145(5) du SOGL et en fonction du Déséquilibre du Système du Bloc RFP Elia au cours des 10 dernières minutes au moins et du niveau d'aFRR activée. Par exemple, en fonction du Déséquilibre du Système, Elia peut activer des Offres d'Énergie mFRR pour maintenir l'ACE à un niveau acceptable et/ou pour soulager l'aFRR en cas de saturation (c'est-à-dire de l'activation complète du volume d'aFRR disponible).
2. Elia détermine la nécessité d'activer la mFRR visée au §1 sur la base du Déséquilibre du Système du Bloc RFP Elia, en tenant compte de toutes les données pertinentes telles que la production, les erreurs de prévision de charge, les erreurs de prévision de production d'énergie renouvelable, les variations d'échanges transfrontaliers d'énergie pour les périodes concernées, en fonction de la situation, des volumes d'aFRR disponibles pour le quart d'heure en cours et le quart d'heure suivant et la réaction attendue du BRP dans le contexte de l'équilibrage réactif.

3. Le cas échéant, si elle est disponible, la mFRR est activée dans l'ordre suivant et selon les règles suivantes :
 1. Elia active les Offres d'Énergie mFRR non contractées et les Offres d'Énergie mFRR contractées en tant que mFRR Standard selon un mécanisme d'activation de "merit order" technico-économique, à savoir basé sur la MOL économique telle que définie à l'Article 9, tout en tenant compte des propriétés techniques des Offres d'Énergie mFRR telles que définies dans les T&C BSP mFRR.
 2. En cas d'épuisement des ressources mFRR définies au point 1, Elia active les Offres d'Énergie mFRR contractées en tant que mFRR Flex selon un mécanisme d'activation de "merit order" technico-économique, à savoir basé sur la MOL économique définie à l'Article 9, tout en tenant compte des propriétés techniques des Offres d'Énergie mFRR telles que définies dans les T&C BSP mFRR.
 3. En cas d'épuisement des ressources mFRR définies au point 2, Elia active les accords de partage de mFRR.
4. Si une Offre d'Énergie mFRR est liée à une Unité Technique CIPU à l'arrêt, les coûts de démarrage de l'unité sont inclus dans le prix d'activation utilisé pour créer la MOL pour les activations décrites au §3 (1) et au §3 (2), et ce, uniquement pour le premier quart d'heure d'activation. Dans ce cas, le calcul du prix d'activation, exprimé en €/MWh, s'effectue comme suit:

Coût d'activation = prix offert mFRR + ([coûts de démarrage/Pmax] * x)

Où:

- Prix offert mFRR : prix de l'Offre d'Énergie mFRR pour le réglage à la hausse de l'Unité Technique CIPU concernée, exprimé en €/MWh.
- Coûts de démarrage : les coûts de démarrage de l'Unité Technique CIPU tels que déterminés dans les T&C BSP mFRR, exprimés en €.
- Pmax : la capacité maximale de l'Unité Technique CIPU telle que déterminée dans le Contrat CIPU, exprimée en MW.
- Le facteur "x" est égal à 4, car l'Unité Technique CIPU concernée peut démarrer en 15 minutes.

Pour les Points de Livraison DP_{PG}, le coût de démarrage est inclus dans le prix de l'offre (enchère explicite). Par conséquent, le calcul du coût d'activation en cas de démarrage n'est pas requis.

5. Dans le cadre de ses activations de mFRR, Elia peut tenir compte des éléments suivants :
 - a. L'impact des activations sur la sécurité du réseau, ce qui signifie qu'Elia peut déclarer la ou les Offre(s) d'Énergie mFRR indisponible(s), comme décrit dans les T&C BSP mFRR.

- b. La nécessité de maintenir un niveau de production minimum sur certaines Unités Techniques fournissant d'autres services d'équilibrage ou de réglage de la tension afin d'assurer la sécurité et la fiabilité du système à tout moment.
6. Chaque fois qu'une Offre d'Énergie mFRR disponible n'est pas activée conformément aux §1-5, Elia envoie à la CREG endéans les 3 semaines un rapport décrivant les Offres d'Énergie mFRR concernées avec la justification de la dérogation aux règles énoncées ci-dessus.

Article 13. Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles

1. Si les volumes activés conformément à l'Article 11 et à l'Article 12 ne sont pas suffisants, Elia peut activer des Unités avec Limitations Techniques conformément à l'article 7⁴ du LFC BOA et à l'Article 8 (1).
 - a. Elia active les Unités avec Limitations Techniques en visant l'efficacité technico-économique, à savoir à moindre coût compte tenu des contraintes du système, et donc de la disponibilité et des propriétés techniques des unités concernées, en visant les coûts d'activation les plus faibles.
 - b. En cas d'activation d'une Unité avec Limitations Techniques à l'arrêt, le coût d'activation, exprimé en €/MWh, est calculé comme suit:

$$\text{Coût d'activation} = \text{Prix offert} + ([\text{coût de démarrage}/P_{\text{max}}] * x)$$

Où:

- Prix offert : prix de l'Offre d'Énergie pour le réglage à la hausse via l'unité avec Limitations Techniques concernée, soumis dans le cadre de la procédure de nomination (avec éventuelles mises à jour infra journalières) tel que décrit dans le Contrat CIPU, exprimé en €/MWh.
- Coûts de démarrage : les coûts de démarrage de l'Unité avec Limitations Techniques concernée tels que déterminés dans le Contrat CIPU, exprimés en €.
- P_{max} : la puissance maximale de l'Unité avec Limitations Techniques telle que déterminée dans le Contrat CIPU, exprimée en MW.
- Le facteur "x" est égal à 1 pour les Unités avec Limitations Techniques qui ne peuvent pas activer la puissance requise dans les 15 minutes.

- c. En outre, les règles suivantes s'appliquent:

⁴À la date d'entrée en vigueur de ces Règles d'Équilibrage, cette activation est énoncée à l'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) du SOGL" du LFC BOA approuvé le 6 décembre 2019.

- I. Toute annulation d'activation d'une Unité avec Limitations Techniques à l'arrêt avant le début de la période d'activation donne lieu à une rémunération des coûts de démarrage, sans préjudice des autres conditions énoncées ci-dessous.
 - II. Les coûts de démarrage ne seront pas appliqués en cas de prolongation d'une activation d'offre.
 - III. Les coûts de démarrage ne sont pas appliqués s'il est programmé que l'Unité avec Limitations Techniques concernée soit mise en service pendant l'un des quarts d'heure d'activation, le quart d'heure avant ou après l'activation selon le dernier programme défini dans le cadre du Contrat CIPU.
 - IV. Dans le cas particulier d'une Unité Technique avec plusieurs unités de production (telles que défini dans le Contrat CIPU) :
 - I. Les coûts de démarrage ne sont pas appliqués s'il est prévu qu'au moins une des unités de production de l'Unité Technique soit mise en service pendant l'un des quarts d'heure d'activation, le quart d'heure avant ou après l'activation selon le dernier programme défini dans le cadre du Contrat CIPU.
 - II. Si différents coûts de démarrage sont possibles pour une Unité Technique CIPU en fonction de la configuration de la ou des Unité(s) Technique(s) CIPU sélectionnée(s), la configuration dont le rapport coûts de démarrage/Pmax est le plus faible est prise en compte.
2. Si les volumes activés conformément à l'Article 11, à l'Article 12 et à l'Article 13 (1) sont insuffisants, Elia peut activer la marge disponible sur les unités de réserve stratégique en fonctionnement conformément à l'Article 8 (3) et selon la sélection technico-économique déterminée pour l'activation de la SGR conformément aux Règles RS.

TITRE 4 Impact de l'utilisation des ressources d'équilibrage sur les tarifs de déséquilibre

Article 14. Généralités

1. Les tarifs de déséquilibre sont déterminés selon les modalités décrites dans les Règles d'Équilibrage et dans la proposition tarifaire et peuvent être modifiés selon les règles applicables si la réserve stratégique est utilisée comme décrit au point 6.7 des Règles RS.
2. Le Prix Marginal des activations à la hausse et le Prix Marginal des activations à la baisse sont utilisés pour déterminer les prix pour la compensation des déséquilibres comme décrit dans la proposition tarifaire.

Article 15. Détermination du Déséquilibre du Système

1. Le Déséquilibre du Système ("SI"), tel que défini dans la proposition tarifaire est déterminé pour chaque quart d'heure et est égal à l'Écart de Réglage de Zone ("ACE") moins le Volume de Réglage Net ("NRV").

$$SI = ACE - NRV$$

2. Volume de Réglage Net:

Le Volume de Réglage Net pendant le quart d'heure j (NRV_j) est calculé comme suit :

$$NRV_j = GUV_j + SRV_j - GDV_j$$

Où

- i. SRV_j : volume de réserve stratégique activé, soit la somme des volumes d'énergie activés par Elia sur les unités RS pendant un quart d'heure j
 - ii. GUV_j : le Volume de Réglage Brut à la hausse pendant le quart d'heure j, exprimé en MW
 - iii. GDV_j : le Volume de Réglage Brut à la baisse pendant le quart d'heure j, exprimé en MW
3. Volume de Réglage Brut à la hausse

Le Volume de Réglage Brut à la hausse pendant le quart d'heure j (GUV_j) est la somme de l'ensemble des activations de réglage à la hausse demandées par Elia au cours d'un quart d'heure donné, exprimé en MW.

$$GUV_j = IMP_{iGCC,j} + \sum_{k=activated\ bids\ j=q_h} \int aFRR_{Requested_{up,act,bid\ k,j}} dt + \sum_{k=activated\ bids\ j=q_h} \int mFRR_{up,act,bid\ k,j} dt + \sum_{k=activated\ bids\ j=q_h} \int Units\ with\ Technical\ Limitation_{up,act,bid\ k,j} dt$$

où

- $IMP_{iGCC,j}$: le volume importé par Elia dans le cadre de la Compensation des Déséquilibres, au cours du quart d'heure j, exprimé en MW.
- $\int_{q_h=j} aFRR_{Requested_{up,act,bid,k,j}}$: l'intégrale de l'aFRR demandée à la hausse par offre k, pendant le quart d'heure j, exprimée en MW.
- $\int_{j=q_j} mFRR_{up,act,bid\ k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la hausse demandé pour l'Offre d'Énergie mFRR k, activée par Elia au cours du quart d'heure j, y compris le partage de mFRR avec d'autres GRT, exprimée en MW.

- $\sum_{k=\text{activated bids}} \int_{j=q_h} \text{Units with Technical Limitation}_{up,act,bid k,j} dt$:
l'intégrale du volume d'activation à la hausse demandé pour l'Offre d'Énergie k d'une Unité avec Limitation Technique⁵, activée par Elia au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.

4. Volume de Réglage Brut à la baisse

Le Volume de Réglage Brut à la baisse pendant le quart d'heure j (GDV_j) est la somme de l'ensemble des activations de réglage à la baisse demandées par Elia au cours d'un quart d'heure donné, exprimé en MW.

$$\begin{aligned}
 & GDV_j \\
 &= EXP_{iGCC,j} + \sum_{k=\text{activated bids}} \int_{j=q_h} aFRR_{Requested}_{down,act,bid k,j} dt \\
 &+ \sum_{k=\text{activated bids}} \int_{j=q_h} mFRR_{down,act,bid k,j} dt \\
 &+ \sum_{k=\text{activated bids}} \int_{j=q_h} \text{Units with Technical Limitation}_{down,act,bid k,j} dt
 \end{aligned}$$

où

- $EXP_{iGCC,j}$: le volume exporté par Elia dans le cadre de la Compensation des Déséquilibres, au cours du quart d'heure j, exprimé en MW.
- $\int_{q_h=j} aFRR_{Requested}_{down,act,bid k,j}$: l'intégrale de l'aFRR demandée à la baisse par offre k, au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.
- $\int_{j=q_j} mFRR_{down,act,bid k,j} dt$: l'intégrale du volume d'activation à la baisse demandé pour l'Offre d'Énergie mFRR k, activée par Elia au cours du quart d'heure j, y compris le partage de mFRR avec d'autres GRT, exprimée en MW.
- $\sum_{k=\text{activated bids}} \int_{j=q_h} \text{Units with Technical Limitation}_{down,act,bid k,j} dt$:
l'intégrale du volume d'activation à la baisse demandé pour l'Offre d'Énergie k d'une Unité avec Limitation Technique, activée par Elia au cours du quart d'heure j, exprimée en MW.

5. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion au sein du Bloc RFP Elia ne sont pas prises en compte dans le Volume de Réglage Brut à la baisse et le Volume de Réglage Brut à la hausse.

⁵ Dans le cadre de la procédure de gestion des tempêtes, le volume compris entre 0 MW et Pmin activé ex ante sur les Unités avec Limitations Techniques dans le cadre de la procédure de fallback ne sera pas pris en compte dans la détermination du GUV.

Article 16. Détermination du Prix Marginal des activations à la hausse

1. Le Prix Marginal des activations à la hausse pendant le quart d'heure j (MIP_j) correspond au maximum des prix de réglage à la hausse respectifs des différentes ressources d'équilibrage, tels que décrits au §2, activées par Elia au cours du quart d'heure j afin de maintenir l'équilibre du Bloc RFP. Ces ressources d'équilibrage peuvent être :
 - a. Importations d'énergie par Compensation des Déséquilibres
 - b. aFRR
 - i. Offres d'Énergie à la hausse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la hausse contractées
 - c. mFRR :
 - i. Offres d'Énergie à la hausse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la hausse contractées à partir de "mFRR Standard" et "mFRR Flex"
 - iii. Accords de partage de mFRR
 - d. Unités avec Limitations Techniques
2. Le prix du réglage à la hausse de chacune de ces ressources est déterminé comme suit:
 - a. Le prix du réglage à la hausse pour la Compensation des Déséquilibres est égal au prix du réglage à la hausse de l'aFRR, tel que décrit au §2 (b).
 - b. Le prix du réglage à la hausse de l'aFRR est égal au :
 - i. prix moyen pondéré des Offres d'Énergie aFRR activées pour le réglage à la hausse et est calculé comme suit :

$$\frac{\sum_{k=\text{activated bids}_{j=q_h}} (aFRR \text{ Requested}_{up,act,bid k,j} * Time_{up,act,bid k,j} * aFRR \text{ Price}_{up,act,bid k,j})}{\sum_{k=\text{activated bids}_{j=q_h}} (aFRR \text{ Requested}_{up,act,bid k,j} * Time_{up,act,bid k,j})}$$

où:

- $aFRR \text{ Requested}_{up,act,bid k,j}$: l'aFRR demandée pour le réglage à la hausse par Offre d'Énergie k pendant le quart d'heure j, exprimée en, MW.
 - $Time_{up,act,bid k,j}$: la durée durant laquelle l'Offre d'Énergie k est active pour le réglage à la hausse pendant le quart d'heure j, exprimée en heures.
 - $aFRR \text{ Price}_{up,act,bid k,j}$: le prix d'activation pour l'Offre d'Énergie k pour un réglage à la hausse pendant le quart d'heure j, exprimé en €/MWh.
- ii. prix de la première Offre d'Énergie aFRR disponible dans la MOL pour le réglage à la hausse (conformément à l'Article 9) au cas où aucune Offre

d'Énergie aFRR n'est activée pour le réglage à la hausse pendant ce quart d'heure.

- c. Le prix du réglage à la hausse de la mFRR est égal au prix marginal des Offres d'Énergie mFRR activées pour la régulation à la hausse.

Le prix du réglage à la hausse des accords de partage de mFRR entre GRT correspond au prix convenu de l'énergie échangée tel que défini dans les contrats bilatéraux établis avec les autres GRT.

- d. Pour les Unités avec Limitations Techniques, le prix du réglage à la hausse correspond au prix d'activation le plus élevé, en tenant compte du coût de démarrage tel que décrit à l'article 13(1)b de l'énergie à la hausse activée sur une Unité avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage⁶.
3. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion ne sont pas reprises dans le calcul du prix du réglage à la hausse de l'équilibre du Bloc RFP Elia et n'ont donc pas d'impact direct sur la détermination du prix de compensation des déséquilibres quart-horaires.
 4. L'activation de FCR n'a pas d'incidence sur le Prix Marginal des activations à la hausse.
 5. Les Offres d'Énergie mFRR activées à la hausse par Elia à la demande d'un GRT voisin ne sont pas prises en compte dans le calcul du Prix Marginal des activations à la hausse pour la Belgique.
 6. L'impact de la SGR sur les tarifs de déséquilibre est décrit au §6.7 des Règles RS.

Article 17. Détermination du Prix Marginal des activations à la baisse

1. Le Prix Marginal des activations à la baisse pendant le quart d'heure j (MDP_j) correspond au minimum des prix de réglage à la baisse respectifs des différentes ressources d'équilibrage, tels que décrits au §2, activées par Elia au cours du quart d'heure j afin de maintenir l'équilibre du Bloc RFP. Ces ressources d'équilibrage peuvent être:
 - a. Exportations d'énergie par Compensation des Déséquilibres
 - b. aFRR
 - i. Offres d'Énergie à la baisse non contractées
 - ii. Offres d'Énergie à la baisse contractées
 - c. mFRR :
 - i. Offres d'Énergie à la baisse non contractées
 - ii. Accords de partage de mFRR

⁶ Dans le cadre de la procédure de gestion des tempêtes, les coûts associés au démarrage ex ante d'une Unité avec Limitations Techniques (procédure de fallback) ne seront pas pris en compte dans la détermination du prix de la régulation à la hausse.

d. Unités avec Limitations Techniques

2. Le prix du réglage à la baisse de chacune de ces ressources est déterminé comme suit:

a. Le prix du réglage à la baisse pour la Compensation des Déséquilibres est égal au prix du réglage à la baisse de l'aFRR tel que décrit au §2 (b).

b. Le prix du réglage à la baisse de l'aFRR est égal au:

i. prix moyen pondéré des Offres d'Énergie aFRR activées pour le réglage à la baisse et est calculé comme suit:

$$\frac{\sum_{k=\text{activated bids}_{j=q_n}} (aFRR \text{ Requested}_{\text{down,act,bid } k,j} * Time_{\text{down,act,bid } k,j} * aFRR \text{ Price}_{\text{down,act,bid } k,j})}{\sum_{k=\text{activated bids}_{j=q_n}} (aFRR \text{ Requested}_{\text{down,act,bid } k,j} * Time_{\text{down,act,bid } k,j})}$$

où:

- $aFRR \text{ Requested}_{\text{down,act,bid } k,j}$: l'aFRR demandée pour le réglage à la baisse par Offre d'Énergie k pendant le quart d'heure j, exprimée en, MW.
 - $Time_{\text{down,act,bid } k,j}$: la durée durant laquelle l'Offre d'Énergie k est active pour le réglage à la baisse pendant le quart d'heure j, exprimée en heures.
 - $aFRR \text{ Price}_{\text{down,act,bid } k,j}$: le prix d'activation pour l'Offre d'Énergie k pour un réglage à la baisse pendant le quart d'heure j, exprimé en €/MWh..
- ii. prix de la première Offre d'Énergie aFRR de la MOL disponible pour le réglage à la baisse (conformément à l'Article 9), lorsqu'aucune Offre d'Énergie aFRR n'est activée pour le réglage à la baisse pendant ce quart d'heure.

c. Le prix du réglage à la baisse de la mFRR est égal au prix marginal des Offres d'Énergie mFRR activées pour le réglage à la baisse.

Le prix du réglage à la baisse des accords de partage de mFRR correspond au prix convenu de l'énergie échangée tel que défini dans les contrats bilatéraux établis avec les autres GRT.

d. Le prix du réglage à la baisse pour les Unités avec Limitations Techniques correspond au prix d'activation le plus bas de l'énergie à la baisse activée sur une Unité avec Limitations Techniques à des fins d'équilibrage.

3. Les Offres d'Énergie activées dans le cadre de la gestion de la congestion ne sont pas incluses dans le calcul du prix du réglage à la baisse de l'équilibre du Bloc RFP Elia et n'ont donc pas d'impact direct sur la détermination du prix de compensation des déséquilibres quart-horaires.

4. L'activation de FCR n'a pas d'incidence sur le Prix Marginal des activations à la baisse.

5. Les Offres d'Énergie mFRR activées à la baisse par Elia à la demande d'un GRT voisin ne sont pas prises en compte dans le calcul du Prix Marginal des activations à la baisse pour la Belgique.

Article 18. Règles relatives au prix offert dans les Offres d'Énergie

1. Les T&C BSP aFRR et T&C BSP mFRR peuvent imposer un prix maximum aux Offres d'Énergie pour activation à la hausse et/ou un prix minimum aux Offres d'Énergie pour activation à la baisse.
2. Chaque fois que le prix d'une Offre d'Énergie pour activation à la hausse (ou à la baisse) atteint 100 % du prix maximum (ou atteint 100 % du prix minimum), Elia envoie à la CREG, dans un délai de trois semaines, un rapport indiquant le volume et le prix des Offres d'Énergie pour activation sur un intervalle de temps couvrant au minimum la période débutant 12 heures avant le (premier) quart d'heure du jour où le prix maximum est atteint (ou du jour où le prix minimum est offert) et se terminant 12 heures après le (dernier) quart d'heure où le prix maximum est atteint (ou le prix minimum est offert) ; ce rapport analyse également les circonstances qui ont conduit le marché à proposer de tels prix.
3. Suite à l'envoi d'un tel rapport à la CREG, ou en cas de modification de la valeur minimale du tarif de déséquilibre lors de l'activation de la réserve stratégique en cas de déséquilibre structurel tel que défini dans la proposition tarifaire approuvée par la CREG, Elia peut fournir à la CREG une nouvelle proposition de T&C BSP aFRR ou de T&C BSP mFRR comprenant un ajustement du prix maximum ou minimum des Offres d'Énergie.

TITRE 5 Publication d'informations

Article 19. Publication sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e

1. Conformément à l'article 17 du Règlement Transparence et à l'article 12 de l'EBGL, Elia publie des informations sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e.

Article 20. Publication sur le site Web d'Elia

1. Sur son site Web, Elia publie des informations relatives au Déséquilibre du Système, au prix de déséquilibre, à la capacité d'équilibrage et à l'énergie d'équilibrage similaires aux informations publiées sur la Plateforme de Transparence d'ENTSO-e, comme décrit à l'Article 19, avec les spécificités supplémentaires suivantes:
 - Les publications d'Offres d'Énergie aFRR et mFRR, sous forme à la fois agrégée et individuelle, ont lieu à partir du jour J-1 avec des mises à jour toutes les heures tout au long du jour D.

- Elia publie des informations sur toutes les offres de capacité individuelles offertes des BSPs contractés par Elia, et pas uniquement sur les offres de capacité qui ont été entièrement ou partiellement achetées.

Comme décrit au TITRE 4, les données à mettre à disposition du marché relatives aux activations de puissance de réglage demandées par Elia dans le cadre de la compensation de déséquilibres quart-horaires sont publiées:

- 15 minutes après le quart d'heure concerné, de manière non-validée
- Le premier jour ouvrable qui suit le 15^{ème} jour calendrier qui suit le mois du quart d'heure concerné, de manière validée

Ces données quart-horaires sont également utilisées dans la formation des prix pour la compensation des déséquilibres, comme décrit dans la proposition tarifaire.

2. Sur son site Web, Elia publie des informations relatives à la capacité d'équilibrage à acheter conformément au LFC Means.
3. Outre les informations énumérées aux paragraphes 1 et 2, Elia publie sur son site Web les informations suivantes :
 - a) Prix marginaux d'énergie d'équilibrage offerts, par Type de Réserve
 - b) Prix marginaux d'énergie d'équilibrage offerts, par niveau de volume
 - c) Informations par minute, publiées cumulativement pendant le quart d'heure concerné et, si cela s'avère techniquement possible, avec un retard maximum de 2 minutes, concernant :
 - i. Les volumes et prix de l'énergie d'équilibrage activée par Type de Réserve
 - ii. Le prix de déséquilibre
 - iii. Le Volume de Réglage Net

Les publications par minute sont des valeurs non validées.

TITRE 6 Rapports et monitoring

Article 21. Offres de capacité

1. Le rapport de monitoring des enchères quotidiennes comprend, sous forme de tableau :
 - a. les volumes contractés via l'enchère régionale quotidienne, par BSP pour la FCR;
 - b. les volumes contractés via l'enchère locale quotidienne, par BSP et par Type de Réserve pour l'aFRR et la mFRR;
 - c. le prix moyen contracté par le biais des enchères quotidiennes locales, par BSP et par Type de Réserve pour l'aFRR et la mFRR par CCTU;

- d. le prix marginal contracté par le biais des enchères quotidiennes régionales, par BSP pour la FCR.
2. Elia prévoit également de transmettre quotidiennement à la CREG les données détaillant les offres de FCR, d'aFRR et de mFRR, en fonction de la période d'achat concernée.
3. Ces informations, agrégées sur une base mensuelle, sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 22. Marché secondaire

1. Le monitoring du marché secondaire des capacités d'équilibrage vise spécifiquement le suivi du transfert d'obligation entre BSP. Il est inclus dans le rapport statistique :
 - a. Nombre de quarts d'heure avec transfert d'obligation par paire de BSP et par Type de Réserve;
 - b. Volume d'obligations transférées par paire de BSP et par Type de Réserve.
2. Elia prévoit également de transmettre à la CREG le volume d'obligations transférées par quart d'heure sur le marché secondaire par paire de BSP et par Type de Réserve.
3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 23. Offres d'Énergie

1. Les éléments énumérés ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants:
 - a. Disponibilité de l'aFRR et de la mFRR.
 - i. La disponibilité globale des réserves d'équilibrage par Type de Réserve et la mesure dans laquelle les volumes réservés par Elia ont effectivement été disponibles.
 - ii. Le monitoring est effectué à l'aide d'un tableau et d'un graphique indiquant la disponibilité mensuelle minimale, maximale et moyenne de l'énergie pour le réglage à la hausse et à la baisse, par Type de Réserve, au cours des 12 mois précédents.
 - b. Prix offert pour l'aFRR et la mFRR.
 - i. L'évolution du prix de l'Offre d'Énergie par Type de Réserve.
 - ii. Le monitoring est effectué à l'aide de tableaux et de graphiques indiquant les prix mensuels maximum, minimum et moyens de l'Offre d'Énergie pour chaque Type de Réserve sur les 12 mois précédents.
 - c. Concentration de l'offre d'aFRR et de mFRR.
 - i. La puissance de réglage offerte par les différents BSP.
 - ii. Le monitoring est établi sur la base d'un tableau présentant les volumes offerts (en termes absolus et relatifs) par BSP au cours des 12 mois précédents, toutes réserves confondues. L'évolution des volumes relatifs offerts au cours de ces 12 mois est représentée visuellement sous la forme d'un graphique pour chaque BSP.
 - d. Offres d'Unités avec Limitations Techniques.

2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 24. IGCC

1. Les indicateurs suivants relatifs à l'utilisation d'IGCC sont inclus dans le rapport à l'intention de la CREG:
 - a. Monitoring des prix de règlement des échanges d'énergie par l'IGCC : celui-ci s'effectue au moyen d'un tableau et d'un graphique indiquant le prix mensuel maximum, minimum et moyen des échanges IGCC au cours des 12 mois précédents.
 - b. Les données quart-horaires relatives aux volumes échangés et aux prix des échanges sont également fournies à la CREG dans le cadre du transfert mensuel des données quart-horaires précitées.
2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 25. Activation

1. Le monitoring des activations a pour but de vérifier le fonctionnement du mécanisme d'équilibrage.
2. Les éléments énumérés ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants :
 - a. Volumes activés d'aFRR et de mFRR.
 - i. L'évolution des volumes activés pour chaque Type de Réserve et les volumes échangés par le biais de l'IGCC par Elia.
 - ii. Le monitoring de l'évolution au cours des 12 mois précédents des volumes activés/échangés par Type de Réserve/pour l'IGCC s'effectue à l'aide d'un tableau et d'un graphique indiquant, pour chaque mois, le total des volumes activés par Type de Réserve et le total des volumes échangés par l'IGCC.
 - b. Activation des offres d'Unités avec Limitations Techniques.
 - c. Volume de Réglage Net

Le monitoring de l'évolution du NRV s'effectue au moyen d'un graphique indiquant, pour chacun des 12 mois précédents, la puissance quart-horaire moyenne correspondant à ce Volume de Réglage Net. Ce graphique indique la compensation effectuée par Elia du déséquilibre global des BRP au niveau du Bloc RFP.
3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 26. Prix de Déséquilibre

1. Les composantes du Prix de Déséquilibre font partie du monitoring du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage dans son ensemble.
2. Les composantes énumérées ci-dessous font l'objet d'un monitoring au travers des indicateurs suivants:
 - a. Prix de Déséquilibre
Ce suivi s'effectue sous la forme de :
 - un graphique indiquant la distribution des prix de compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois en question ;
 - un graphique indiquant la distribution des prix de compensation des déséquilibres quart-horaires positifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois en question ;
 - un graphique et un tableau indiquant, pour les 12 mois précédents, les prix minimum, maximum et moyens de la compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs ;
 - un graphique et un tableau indiquant, pour les 12 mois précédents, les prix minimum, maximum et moyens de la compensation des déséquilibres quart-horaires positifs.
 - b. Relation entre les Prix de Déséquilibre et le prix du marché de l'électricité, et évolution de la composante tarifaire α .
Ce monitoring est effectué sur les 12 mois précédents via :
 - i. le ratio prix de déséquilibre moyen/prix moyen du marché de référence.
 - ii. la composante tarifaire α .
3. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring mensuel qu'Elia établit pour la CREG.

Article 27. Monitoring financier du mécanisme d'équilibrage

1. Le rapport des coûts et revenus du mécanisme d'équilibrage soumis à la CREG est rédigé dans le cadre des rapports financiers communiqués à la CREG conformément aux dispositions applicables, mais hors du champ d'application des Règles d'Équilibrage.
2. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring qu'Elia établit pour la CREG.

Article 28. Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP

1. Ce type de monitoring a pour objectif de surveiller le comportement des BRP ainsi que l'utilisation qu'ils font du mécanisme d'équilibrage.
2. Dans le cadre de ce monitoring, le comportement individuel du BRP fait l'objet d'un suivi.

3. Le comportement mensuel de chaque BRP ainsi qu'une comparaison du comportement de l'ensemble des BRP entre eux au cours du mois sont visualisés sous la forme d'un graphique mensuel indiquant, pour chaque BRP, la répartition de ses déséquilibres quart-horaires ainsi que la distribution de la somme des déséquilibres de l'ensemble des BRP. Afin de suivre l'évolution de ce comportement dans le temps, le rapport trimestriel inclut trois de ces graphiques (un pour chaque mois).
4. Ces graphiques comparatifs sont établis d'une part sur la base du déséquilibre absolu de chaque BRP et d'autre part sur la base du déséquilibre rapporté de chaque BRP concernant son prélèvement alloué (ou de son déséquilibre par rapport au prélèvement qui lui est alloué). Cette dernière représentation permet une comparaison des déséquilibres synchrones de différents BRP, quelle que soit leur taille.
5. Ces informations sont incluses dans un rapport de monitoring trimestriel qu'Elia établit pour la CREG.

TITRE 7 Dispositions finales

Article 29. Langue

La langue de référence de ces Règles d'Équilibrage est le néerlandais. Ces Règles d'Équilibrage sont également publiées en français and anglais pour information. Afin de lever tout doute, en cas de différend sur l'interprétation, la version néerlandaise prévaut sur la version française et anglaise.