

# Décision

(B)2210  
22 avril 2021

Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification des conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (*Balancing Service Provider*) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR)

prise en application des articles 5.4 (c) et 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

Non confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Droit européen .....	4
1.2. Droit belge .....	7
2. Antécédents .....	10
3. Consultation .....	11
4. Analyse et évaluation de la proposition de modification des T&C BSP aFRR .....	13
4.1. Articles 36 et 39 de l'E&R NC.....	13
4.2. Conformité aux articles 18(4), 18(5) et 18(7) de l'EBGL.....	13
4.2.1. Article 18(4) de l'EBGL.....	13
4.3. Considérants.....	13
4.4. Article 2 : Plan d'implémentation.....	13
4.5. Article II.1 : Définitions .....	14
4.6. Article II.9 : Achat de capacité aFRR.....	14
4.7. Annexe 7.F : Répartition du volume entre les enchères de capacité « all-CCTU » et « per-CCTU » .....	14
5. Considérations complémentaires.....	16
6. Décision .....	17
ANNEXE 1.....	18
ANNEXE 2.....	19
ANNEXE 3.....	20

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine, en application des articles 5.4 (c) et 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « l'EBGL »), la demande d'approbation du gestionnaire de réseau, Elia Transmission Belgium SA (ci-après : « Elia »), soumise à la CREG par e-mail du 12 février 2021, relative à une proposition de modification des modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (ci-après : « T&C BSP aFRR »).

Les annexes suivantes de l'e-mail du 12 février 2021 ont été retenues pour la présente décision :

- La proposition de T&C BSP aFRR en langue française, néerlandaise et anglaise (annexe 1 de la présente décision), pour approbation ;
- Le rapport de consultation, y compris tous les commentaires individuels (annexe 2 de la présente décision) ;

Par lettre du 16 février 2021, la CREG a demandé à la Direction générale Energie, en application de l'article 22 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 : « RTF »), de lui fournir un avis sur la proposition de modification des T&C BSP aFRR qu'Elia a soumise à la CREG le 12 février 2021 (annexe 3 de la présente décision). Comme la Direction générale Energie n'a pas informé la CREG dans les 5 jours ouvrables de son intention de remettre un avis, comme le prescrit le RTF, elle est réputée ne pas remettre d'avis.

La présente décision comprend cinq chapitres. Le premier chapitre présente le cadre légal. Le deuxième chapitre énonce les antécédents. Le troisième chapitre porte sur la consultation. Enfin, le quatrième chapitre concerne la proposition de modification des T&C BSP aFRR. Le dernier chapitre a pour objet la décision proprement dite.

La présente décision a été adoptée par le comité de direction de la CREG le 22 avril 2021.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. DROIT EUROPÉEN

1. Conformément à l'article 5.4, c) de l'EBGL, les propositions de modalités et conditions relatives à l'équilibrage, telles que définies à l'article 18, doivent faire l'objet d'une approbation par l'autorité de régulation de l'État membre, soit la CREG dans le cas présent. Les Etats membres peuvent rendre un avis à la CREG sur la proposition.

2. L'article 5.5 de l'EBGL mentionne en outre que :

*« Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Le calendrier de mise en œuvre ne dépasse pas douze mois après l'approbation par les autorités de régulation compétentes, sauf lorsque toutes les autorités de régulation compétentes conviennent de prolonger ce calendrier ou que différents calendriers sont stipulés dans le présent règlement. »*

3. Conformément à l'article 18.1, a) de l'EBGL, Elia doit élaborer, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur de l'EBGL et pour toutes les zones de programmation de Belgique, une proposition concernant les modalités et conditions applicables au BSP. Le 18 décembre 2018, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition à ce sujet. Par sa décision (B)1941 du 19 septembre 2019, la CREG a rejeté cette proposition d'Elia. Au moment de la présente décision, Elia n'a pas encore introduit de nouvelle proposition.

4. L'article 18.3 de l'EBGL prévoit en outre qu'aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage, chaque gestionnaire de réseau de transport (ci-après : GRT) :

*« a) se coordonne avec les GRT et les GRD susceptibles d'être affectés par ces modalités et conditions ;*

*b) respecte les cadres applicables à l'établissement de plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage et pour le processus de compensation des déséquilibres en application des articles 19, 20, 21 et 22 de l'EBGL ;*

*c) associe les autres gestionnaires de réseau de distribution (ci-après : GRD) et parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition et tient compte de leurs avis, sans préjudice de la consultation publique prévue à l'article 10 de l'EBGL. »*

5. Conformément à l'article 18.4 de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage :

*« a) définissent des exigences raisonnables et justifiées applicables à la fourniture de services d'équilibrage;*

*b) autorisent l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation en vue d'offrir des services d'équilibrage, sous réserve des conditions visées au paragraphe 5, point c);*

*c) autorisent les propriétaires d'installation de consommation, les tiers et les propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles et*

*renouvelables ainsi que les propriétaires d'unités de stockage d'énergie à devenir fournisseurs de services d'équilibrage;*

*d) exigent que chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage soit assignée à un ou plusieurs responsables d'équilibre afin de permettre le calcul d'une correction du déséquilibre en application de l'article 49. »*

6. Conformément à l'article 18.5, les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage contiennent :

*« a) les règles applicables au processus de qualification comme fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 16;*

*b) les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage en application des articles 32, 33 et 34;*

*c) les règles et les conditions applicables à l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation afin de devenir fournisseur de services d'équilibrage;*

*d) les exigences relatives aux données et aux informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves au cours du processus de préqualification et du fonctionnement du marché de l'équilibrage;*

*e) les règles et les conditions pour l'assignation de chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage à un ou plusieurs responsables d'équilibre en application du paragraphe 4, point d);*

*f) les exigences relatives aux données et informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves, afin d'évaluer la fourniture de services d'équilibrage en application de l'article 154, paragraphes 1 et 8, de l'article 158, paragraphe 1, point e), et paragraphe 4, point b), de l'article 161, paragraphe 1, point f), et paragraphe 4, point b), du règlement (UE) 2017/1485;*

*g) la définition d'une localisation pour chaque produit standard et chaque produit spécifique, compte tenu du paragraphe 5, point c);*

*h) les règles relatives à la détermination du volume d'énergie d'équilibrage à régler avec le fournisseur de services d'équilibrage en application de l'article 45;*

*i) les règles relatives au règlement des fournisseurs de services d'équilibrage en application du titre V, chapitres 2 et 5;*

*j) un délai maximal pour la finalisation du règlement de l'énergie d'équilibrage avec un fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 45, applicable à toute période de règlement des déséquilibres;*

*k) les conséquences en cas de non-conformité avec les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. »*

7. Conformément à l'article 18.7 de l'EBGL, chaque GRT de raccordement peut inclure les éléments suivants dans la proposition de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ou dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre :

*a) l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de communiquer des informations sur la capacité de production inutilisée et les autres ressources d'équilibrage provenant des fournisseurs de services d'équilibrage, après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;*

*b) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir les capacités de production inutilisées ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier, sans préjudice de la possibilité, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de modifier leurs offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage ou l'heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré, du fait des échanges sur le marché infrajournalier ;*

*c) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir la capacité de production inutilisée ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;*

*d) des exigences spécifiques concernant la position des responsables d'équilibre soumise après l'échéance du marché journalier, afin de garantir que la somme de leurs programmes d'échanges commerciaux intérieurs et extérieurs soit égale à la somme des programmes de production et de consommation physiques, compte tenu de la compensation des pertes électriques, le cas échéant ;*

*e) une dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix proposés pour les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de capacité d'équilibrage en raison de risques d'abus de marché, en application de l'article 12, paragraphe 4 ;*

*f) une dérogation, pour les produits spécifiques définis à l'article 26, paragraphe 3, point b), en application de l'article 16, paragraphe 6, permettant de prédéterminer le prix des offres d'énergie d'équilibrage dans un contrat de capacité d'équilibrage ;*

*g) le recours à la fixation de deux prix pour tous les déséquilibres sur la base des conditions établies en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) i), et la méthodologie de fixation des deux prix en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) ii). »*

8. Vu qu'Elia ne met pas en œuvre un modèle d'appel centralisé, l'article 18.8 de l'EBGL ne s'applique pas.

9. Enfin, l'article 18.9 de l'EBGL prévoit que chaque GRT s'assure du respect par toutes les parties, dans sa ou ses zone(s) de programmation, des exigences énoncées dans les modalités et conditions applicables à l'équilibrage.

10. En application de l'article 6.3 de l'EBGL, le GRT responsable de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, ou les autorités de régulation responsables de leur adoption conformément à l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, ont le droit de demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modifications des modalités et conditions ou méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure de l'article 10 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 4 et 5.

## 1.2. DROIT BELGE

11. Les dispositions suivantes du RTF sont donc importantes pour la présente décision :

*« Art. 4, §1<sup>er</sup> En application de l'article 23, § 2, alinéa 2, 9°, de la loi du 29 avril 1999 et sans préjudice des codes de réseau et lignes directrices européens, sont notamment soumis à l'approbation de la commission selon la procédure visée au paragraphe 2 les projets de contrats types suivants, ainsi que les modifications qui y sont apportées :*

*4° contrat(s) pour la fourniture de services d'équilibrage visés au livre 6 de la partie 5;*

*Art. 223. L'ensemble des services auxiliaires comprend les services suivants :*

*1° les services d'équilibrage :*

*a) les réserves de stabilisation de la fréquence conformément au Titre 5 de la partie IV de la ligne directrice européenne SOGL ;*

*b) les réserves de restauration de la fréquence, avec activation automatique et activation manuelle conformément au Titre 6 de la partie IV de la ligne directrice européenne SOGL ;*

*2° les autres services auxiliaires :*

*a) le réglage de la tension et de la puissance réactive ;*

*b) la gestion des congestions ;*

*c) les services reconstitution parmi lesquels le service de black-start ;*

*d) les services de défense ;*

*3° tout autre éventuel service auxiliaire appartenant à l'une des deux catégories des 1° ou 2° pouvant être développé par le gestionnaire de réseau de transport en conformité avec les dispositions en la matière des codes de réseaux européens et lignes directrices européennes et sur approbation de la commission, soit dans le cadre d'une harmonisation des services auxiliaires au niveau européen ou national, soit dans le cadre d'un besoin constaté par le gestionnaire de réseau de transport en vue de garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.*

*Art. 224. Le présent livre fixe les règles relatives à la mise en place et l'utilisation des services d'équilibrage tels que définis à l'article 2.3 de la ligne directrice européenne EBGL, en ce compris l'énergie d'équilibrage telle que définie à l'article 2.4 de la ligne directrice européenne EBGL et la capacité d'équilibrage telle que définie à l'article 2.5 de la ligne directrice européenne EBGL.*

*Le gestionnaire de réseau de transport est tenu de mettre en place les règles applicables à ces services d'équilibrage selon les dispositions du présent livre, en application des lignes directrices européennes SOGL et EBGL. Ces règles sont soumises à la commission, qui les approuve.*

*Art. 225. Le fournisseur de services d'équilibrage soumet au gestionnaire de réseau de transport des offres d'énergie d'équilibrage conformément aux modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces modalités et conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage sont déterminées par le gestionnaire de réseau de transport en vertu de l'article 18.1 et 18.5 de la ligne directrice européenne EBGL et soumises à la commission pour approbation conformément à l'article 5.4 de la ligne directrice européenne EBGL et aux articles 4, 5 et 6 du présent arrêté.*

*Les offres d'énergie d'équilibrage peuvent avoir fait l'objet au préalable d'une réservation de capacité par le gestionnaire de réseau de transport auprès du fournisseur de services d'équilibrage conformément aux dispositions du présent livre et selon des dispositions décrites dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage.*

*Le fournisseur de services d'équilibrage conclut un ou plusieurs contrats de services d'équilibrage avec le gestionnaire de réseau de transport dans le(s)quel(s) il s'engage à respecter les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Ces contrats sont également soumis à la commission pour approbation.*

*Art. 226. § 1. Le fournisseur de services d'équilibrage tient à disposition du gestionnaire de réseau de transport sous forme d'offres d'énergie d'équilibrage la puissance active disponible à la hausse et à la baisse sur :*

*1° toute unité de production d'électricité ou parc de générateurs de la zone de réglage visés à l'article 35, § 2, alinéa 1er, considéré comme existant(e) ou nouveau(nouvelle) conformément à l'article 35, §§ 7, et 8, de type C ou D conformément au classement l'article 35, § 2, alinéa 3, et dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est supérieure ou égale à 25 MW ;*

*2° tout parc non-synchrone de stockage dans la zone de réglage, considéré comme existant ou nouveau conformément à l'article 35, § 9, et de type C ou D conformément au classement de l'article 35, § 4. Cette obligation ne porte pas préjudice au droit pour un fournisseur de services d'équilibrage de soumettre des offres d'énergie d'équilibrage à partir d'autres unités de production d'électricité et parcs non synchrones de stockage que ceux visés au paragraphe 1er, ou à partir d'unités de consommation, à condition de satisfaire aux exigences décrites dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage, ainsi qu'aux dispositions de l'article 182 de la ligne directrice européenne SOGL.*

*§ 3. Le fournisseur de services d'équilibrage est désigné par un utilisateur de réseau concerné selon des dispositions prévues dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. Lorsqu'aucun fournisseur de services d'équilibrages n'est désigné pour les installations visées au paragraphe 1<sup>er</sup> l'utilisateur de réseau concerné devient par défaut fournisseur de services d'équilibrage et se voit attribuer l'obligation de mise à disposition de puissance disponible au gestionnaire de réseau de transport tel que visé au paragraphe 1<sup>er</sup>.*

*Art. 227. Le gestionnaire de réseau de transport veille à la disponibilité et, le cas échéant, met en place les services d'équilibrage :*

*1° selon des procédures objectives, transparentes, non discriminatoires, et reposant sur les règles du marché conformément à l'article 4 de la ligne directrice européenne EBGL ; et*

*2° conformément aux règles opérationnelles prescrites dans le présent arrêté.*



*Art. 228. [...] § 3. Le gestionnaire de réseau de transport soumet pour approbation, en même temps que la proposition visée à l'article 6.3, e), de la ligne directrice européenne SOGL :*

*1° après consultation publique, la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre selon une analyse de la fourniture optimale telle que décrite à l'article 32.1 de la ligne directrice européenne EBGL ; et*

*2° si la période d'achat de capacité d'équilibrage est égale ou supérieure à un an, le résultat de l'application pratique des règles de dimensionnement est soumis par le gestionnaire de réseau de transport à la commission pour approbation. Pour toutes les autres périodes d'achat de capacité d'équilibrage, le résultat de l'application pratique des règles de dimensionnement par le gestionnaire de réseau de transport est immédiatement notifié par ce dernier à la commission.*

*§ 4. Le gestionnaire de réseau de transport en publie la version finale conformément à l'article 20.*

*Art. 229. Le gestionnaire de réseau de transport achète auprès des fournisseurs de services d'équilibrage la capacité d'équilibrage, par procédure de mise en concurrence. [...]*

*Art. 230. § 1. Les spécifications techniques concernant la disponibilité de la capacité d'équilibrage ainsi que l'activation d'énergie d'équilibrage pour chacune des réserves visées aux paragraphes 1er et 2 de l'article 228 sont déterminées dans les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage visées à l'article 225.*

*§ 2. Pour déterminer ces spécifications, le gestionnaire de réseau de transport tient compte notamment des exigences techniques ainsi que des règles concernant la fourniture de ces services conformément aux dispositions applicables de la ligne directrice européenne SOGL.*

*§ 3. En particulier : [...]*

*3° le fournisseur de réserve de restauration de la fréquence avec activation manuelle doit être en mesure d'activer son énergie d'équilibrage sur demande du gestionnaire de réseau de transport.*

*Art. 231. Le fournisseur de services d'équilibrage auprès duquel le gestionnaire de réseau de transport a réservé de la capacité d'équilibrage s'engage à mettre à disposition de ce dernier et pendant toute la durée sur laquelle porte la réservation ou pendant la durée convenue par leur contrat, des offres d'énergie d'équilibrage pour un volume supérieur ou égal à la capacité réservée, et, le cas échéant, à les activer conformément à l'article 230.*

*Le fournisseur de services d'équilibrages auprès duquel le gestionnaire de réseau de transport a réservé de la capacité d'équilibrage est tenu de tout mettre en oeuvre afin de maintenir ce niveau de capacité, en recourant notamment en cas d'indisponibilité totale ou partielle de la capacité réservée, à un transfert de ses obligations de fourniture de capacité d'équilibrage vers un autre fournisseur de services d'équilibrage. »*

## 2. ANTÉCÉDENTS

12. Le 16 avril 2020, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

13. Le 7 mai 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition<sup>1</sup>. Ces modalités et conditions devaient entrer en vigueur le 31 août 2020, avec une première enchère pour fourniture le 2 septembre 2020. Une réévaluation a été réalisée par Elia le 22 juin 2020 afin de reporter la date d'entrée en vigueur au 28 septembre 2020 (première enchère pour fourniture le 30 septembre 2020). Une nouvelle date a été communiquée aux acteurs de marché par Elia, après concertation avec la CREG, le 26 juin 2020.

14. Le 21 octobre 2021, Elia a informé la CREG des mesures de protection qu'elle a prises dans le cadre des enchères aFRR. Dans sa lettre de réponse du 22 octobre 2021, la CREG a indiqué soutenir ces mesures et Elia a été invitée à soumettre dès que possible à l'approbation de la CREG une proposition de modification des T&C BSP aFRR.

15. En effet, suite au comportement d'offre observé lors des enchères de capacité aFRR « per-CCTU » du 18 au 21 octobre et après analyse, Elia et la CREG ont décidé d'appliquer une mesure de protection afin de rendre le projet d'enchère de capacité aFRR plus conforme aux conditions de marché.

16. Cette mesure de protection consiste en une dérogation à l'article II.9.1, paragraphe 2, à l'article II.9.1 et à l'annexe 7.F du contrat BSP aFRR : le volume à acheter lors de la deuxième phase de l'enchère de capacité aFRR (enchère de capacité « per-CCTU ») est limité au volume aFRR préqualifié total correspondant aux points de fourniture DPpg (« non CIPU »). Par conséquent, toute la capacité aFRR restante est achetée durant la première phase de l'enchère de capacité aFRR (enchère de capacité « all-CCTU »).

17. La mesure de protection a été appliquée à compter du jour de fourniture du 25 octobre. La répartition du volume restant a été déterminée pour l'enchère de capacité « all-CCTU » le 23 octobre et pour l'enchère de capacité « per-CCTU » le 24 octobre.

18. Cette proposition de modification des T&C BSP aFRR a pour objectif d'intégrer la mesure de protection dans les T&C BSP aFRR.

19. Par e-mail du 12 février 2021, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification des BSP aFRR. Les annexes suivantes sont jointes à la lettre :

- La proposition de T&C BSP aFRR en langue française, néerlandaise et anglaise (annexe 1 de la présente décision) ;
- Le rapport de consultation comportant tous les commentaires individuels (annexe 2 de la présente décision) ;

---

<sup>1</sup> Décision (B)2061 du 7 mai 2020 relative à la demande d'approbation d'une proposition de conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR)

20. Par lettre du 16 février 2020, la CREG a, en application de l'article 22 du RTF, offert la possibilité à la Direction générale Energie à émettre un avis sur la proposition d'Elia de modification des T&C BSP aFRR (annexe 3 de la présente décision).

21. Le 3 mars 2021 au plus tard, la Direction générale Energie n'a pas notifié la CREG de son intention d'émettre un avis et est donc réputée ne pas émettre d'avis.

### **3. CONSULTATION**

22. Elia a organisé une consultation publique du 6 novembre au 6 décembre 2021 concernant la proposition de modification des T&C BSP aFRR suite aux prix élevés qui ont été observés lors de certaines enchères de capacité aFRR.

23. Elia a reçu 6 réactions non confidentielles à la consultation publique, à savoir de :

- Centrica Business Solutions, (ci-après : « CBS »)
- Febeg
- Febeliec
- Flexcity
- RWE Supply & Trading, (ci-après : « RWEST »)
- Next Kraftwerke
- Rent-a-Port Green Energy et SRIW Environnement, (ci-après : « RAP-Green et SRIW »)

24. Par ailleurs, Elia n'a reçu aucune réaction confidentielle à la consultation publique.

25. Les réponses originales concernant la proposition de modification des T&C BSP aFRR sont intégrées dans le rapport de consultation.

26. Les réactions reçues ont été fusionnées dans le rapport de consultation du 1<sup>er</sup> février 2021, qui mentionne les motifs pour lesquels les positions exprimées lors de la consultation ont ou n'ont pas été prises en considération par Elia. Elia a analysé ces réactions et les a intégrées dans la proposition de modification des T&C BSP aFRR.

27. La CREG traitera uniquement ci-dessous les réactions des acteurs du marché et la réponse d'Elia dans le cas où la CREG a des remarques et/ou n'est pas d'accord à leur sujet

28. Toutes les parties intéressées ont indiqué que la conception de marché proposée pour l'acquisition de capacité d'équilibrage aFRR doit être fondamentalement améliorée. Les points problématiques identifiés et les améliorations proposées ne sont pas traités dans la présente décision. Vu que l'ajout d'une limitation sur les volumes achetés dans le cadre d'une enchère « per-CCTU » peut uniquement être envisagé comme une solution à court terme, la CREG demande à Elia de continuer à traiter toutes les remarques des parties intéressées relatives à une évolution de la conception de marché pour l'acquisition de capacité d'équilibrage aFRR (ci-après : les enchères de capacité aFRR) durant le premier semestre de 2021, et ce en concertation avec le marché, en vue d'améliorer structurellement la conception de marché.

29. La consultation publique organisée par Elia du 6 novembre au 6 décembre 2021 est considérée par la CREG comme une consultation publique effective, étant donné que cette consultation s'est tenue sur le site Web d'Elia, était facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web et était suffisamment documentée. Par ailleurs, Elia a immédiatement envoyé un e-mail à toutes les personnes enregistrées sur son site Web.

30. La durée des deux consultations était à chaque fois d'un mois. Compte tenu de la nature des modifications et du calendrier proposés, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

31. L'article 40.2 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG prévoit que, si le GRT concerné a déjà organisé une consultation publique effective, la CREG ne doit pas organiser une consultation publique sur la présente décision.

## **4. ANALYSE ET ÉVALUATION DE LA PROPOSITION DE MODIFICATION DES T&C BSP AFRR**

### **4.1. ARTICLES 36 ET 39 DE L'E&R NC**

32. Se référant au paragraphe 3 de la présente décision, la CREG se concertera avec Elia sur la manière dont les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché en application de l'article 36 du E&R NC et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché en application de l'article 39 du E&R NC peuvent être intégrées ou reprises dans le contrat BSP.

33. Le 19 septembre 2019, la CREG a rejeté par sa décision (B)1941 la proposition d'Elia relative aux règles de suspension et de rétablissement des activités de marché et aux règles spécifiques pour le règlement des déséquilibres et le règlement du rééquilibrage de l'énergie en cas de suspension des activités de marché. Elia doit soumettre pour approbation une proposition adaptée, après consultation publique du marché, qui tienne compte des remarques de la CREG formulées dans la décision précitée. Ensuite seulement, ces règles devront, conformément au paragraphe 4 de la présente décision, figurer dans les T&C BSP aFRR.

### **4.2. CONFORMITÉ AUX ARTICLES 18(4), 18(5) ET 18(7) DE L'EBGL**

#### **4.2.1. Article 18(4) de l'EBGL**

34. L'article 18(4), a) de l'EBGL prévoit que les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage définissent des exigences raisonnables et justifiées applicables à la fourniture de services d'équilibrage. La CREG appliquera ce principe général dans l'ensemble du contrat BSP pour l'aFRR.

35. Pour le reste, la proposition est conforme au contenu de cet article.

### **4.3. CONSIDÉRANTS**

36. La CREG n'a pas de remarques à formuler et approuve par conséquent les considérants.

### **4.4. ARTICLE 2 : PLAN D'IMPLEMENTATION**

37. La CREG constate une faute de frappe dans les T&C BSP aFRR (dans toutes les langues) : il faut lire enchère de capacité « all-CCTU » et non « all-CTTU ». La CREG invite Elia à corriger cette faute de frappe avant l'entrée en vigueur de la proposition de modification des T&C BSP aFRR.

38. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler et approuve par conséquent le plan d'implémentation.

#### **4.5. ARTICLE II.1 : DEFINITIONS**

39. S'agissant de l'ajout de la définition n°36 Variable d'Ajustement du Cap ou « CAV », la CREG n'a pas de remarques et approuve donc cette définition.

#### **4.6. ARTICLE II.9 : ACHAT DE CAPACITÉ AFRR**

40. La CREG n'a pas de remarques concernant l'ajout de l'article II.9.10 et l'approuve par conséquent.

#### **4.7. ANNEXE 7.F : RÉPARTITION DU VOLUME ENTRE LES ENCHÈRES DE CAPACITÉ « ALL-CCTU » ET « PER-CCTU »**

41. Elia propose comme modification que la mesure de protection détermine le volume maximum qui sera acheté par les enchères « per-CCTU ». La mesure de protection s'applique à l'achat de capacité d'équilibrage à la hausse. Une mesure de protection analogue s'applique à l'achat de capacité d'équilibrage à la baisse. La valeur par défaut de la mesure de protection par direction est déterminée par la capacité aFRR préqualifiée via les points de fourniture DP<sub>PG</sub>. Un paramètre « CAV » est appliqué par direction pour permettre une variabilité dans la détermination de la valeur de la mesure de protection. Ce n'est que si la valeur de la mesure de protection dépasse 10 MW qu'un minimum de 10 MW est acheté via l'enchère « per-CCTU ».

42. La CREG est d'avis que l'ajout de variabilité dans l'application de la mesure de protection est indispensable au bon fonctionnement du marché. En effet, l'application de la mesure de protection sans variabilité ne permettrait l'accès au marché qu'aux capacités d'équilibrage aFRR provenant des points de fourniture DP<sub>PG</sub>. Afin de ne pas créer une barrière à l'entrée pour la capacité d'équilibrage aFRR provenant des points de fourniture DP<sub>SU</sub>, la mesure de protection doit tenir compte de ces capacités disponibles. La variabilité offre la possibilité d'assouplir le volume maximal à acheter lors de l'enchère « per-CCTU » imposé par la mesure de protection.

43. Néanmoins, la CREG est d'avis que l'accès au marché ne doit pas entraîner une augmentation disproportionnée des coûts d'achat de la capacité d'équilibrage aFRR. En effet, en cas d'achat de capacité aFRR dans une seule enchère « per-CCTU », Elia doit obligatoirement acheter le même volume de capacité aFRR dans les autres enchères « per-CCTU ». En cas de déficit dans ces autres enchères « per-CCTU », Elia pourrait être obligée d'acheter des volumes dans les enchères « per-CCTU » qui pourraient être achetés à des prix reflétant mieux les coûts<sup>2</sup> dans les enchères « all-CCTU ». Le risque de volumes limités offerts dans une ou plusieurs enchères « per-CCTU » et la différence de coût pour acheter ce déficit de capacité d'équilibrage aFRR dans les enchères « per-CCTU » par rapport à l'achat du même volume de capacité d'équilibrage aFRR dans l'enchère « all-CCTU » doivent être évalués afin de justifier une dérogation à la mesure de protection.

---

<sup>2</sup> La CREG renvoie notamment au point 6.4.1(i) du 5<sup>e</sup> ACER Guidance sur l'application de REMIT, <https://acer.europa.eu/en/remi/Documents/5th-Edition-ACER-Guidance-updated.pdf> [en ligne]

44. Une mesure de protection variable permet de réagir de manière plus ciblée aux évolutions réelles du marché et d'anticiper plus rapidement les situations changeantes du marché et d'y réagir plus vite. Elia propose de procéder à une analyse de l'impact de l'adaptation de la mesure de protection, de sa propre initiative ou à la demande de la CREG. La CREG estime que le but de cette analyse est d'évaluer dans quelle mesure Elia peut acheter ses besoins en termes de capacité aFRR, égaux dans chaque enchère « per-CCTU » via la capacité d'équilibrage aFRR (attendue) offerte dans chaque enchère « per-CCTU », et le risque qu'un éventuel déficit doive être compensé par l'achat de capacité d'équilibrage aFRR qui aurait été offerte d'une manière reflétant mieux les coûts dans l'enchère « all-CCTU ».

45. La CREG est d'avis que cette analyse doit également être réalisée si la disponibilité de la capacité d'équilibrage aFRR provenant des points de fourniture DP<sub>PG</sub> varie au cours des enchères « per-CCTU », en vue d'un éventuel renforcement de la mesure de protection.

46. La CREG demande enfin à Elia de remplacer à court terme la mesure de protection par une solution structurelle qui, soit permet aux acteurs du marché de proposer une capacité d'équilibrage aFRR dont le coût est reflété dans les enchères « per-CCTU », soit équilibre le coût d'achat de la capacité d'équilibrage aFRR dans chaque enchère « per-CCTU » par rapport au coût d'achat de la même capacité d'équilibrage aFRR dans l'enchère « all-CCTU ».

## 5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES

47. La CREG comprend que la modification proposée aux T&C BSP aFRR résout un problème aigu observé en octobre 2020. Cependant, la CREG se limite à répéter les adaptations comme demandé dans la décision 2061 du 7 mai 2020 et attend d'ici la prochaine modification des T&C BSP aFRR :

- a. Dans sa réponse aux remarques sur les enchères de capacité, Elia s'est engagée à surveiller le comportement des acteurs du marché dans la composition de leurs offres lors des enchères de capacité et à analyser dans quelle mesure un comportement inapproprié nécessite une révision du *design* proposé ;
- b. Dans sa réponse aux remarques sur les caractéristiques des offres d'énergie, Elia s'est engagée à analyser (i) le caractère combinable des points de fourniture DPsu avec d'autres points de fourniture pour la fourniture du service aFRR, (ii) le caractère combinable de la fourniture de plusieurs services d'équilibrage avec le même point de fourniture DPpg et (iii) le caractère combinable de plusieurs offres pour le même point de fourniture. Les conclusions de cette modification seraient prises en compte lors de la prochaine modification du *design* ;
- c. Dans sa réponse, Elia s'est engagée à analyser les situations pouvant donner lieu à des gradients élevés de la puissance requise par Elia en cas de modification de quart d'heure, et notamment leur impact sur les pénalités pour le BSP ;
- d. Dans sa réponse aux remarques sur la normalisation du calcul du facteur de qualité de la *baseline*, à savoir qu'elle serait moins pertinente pour le stockage (*baseline* proche de zéro) et qu'elle favoriserait ces grands actifs à flexibilité limitée, Elia s'est engagée à analyser sa performance après une première expérience de son application ;
- e. Dans sa réponse à un éventuel nouveau *design* du système de pénalités, Elia s'est engagée à l'analyser pour tous les produits d'équilibrage (FCR, aFRR et mFRR).

48. La CREG travaille depuis 2015 sur la mise au point d'un mécanisme de rémunération de la rareté adapté à la Belgique et au contexte Européen. Ces travaux ont permis de justifier le bien-fondé de l'approche proposée ; le mécanisme de tarification de la rareté (*scarcity pricing*) n'intervenant qu'en période de rareté et de définir le design du mécanisme pour la Belgique qui comprendrait notamment la création de marchés des réserves pour l'équilibrage en temps réel et de *scarcity adders* pour l'énergie et les réserves.

49. L'application d'un *scarcity adder* sur les BSP (et pas seulement sur les BRP) permet de mieux rémunérer le service qu'ils fournissent, particulièrement en période de rareté. La création de deux marchés pour la capacité d'équilibrage en temps réel (un pour aFRR et un pour mFRR) garantit une meilleure valorisation de la capacité d'équilibrage offerte sur le marché d'équilibrage journalier grâce à la rétro-propagation (*back-propagation*) de la valeur attendue des *scarcity adders*.

50. Au cours de l'année 2020, les travaux effectués ont permis de justifier l'efficacité du *design* proposé, ainsi que son impact sur les marchés voisins.

51. La CREG publiera au deuxième trimestre 2021 une étude sur ce mécanisme, où le mécanisme proposé pour mise en œuvre sera décrit, justifié et son impact sur le *missing money* sera quantifié. Un plan de mise en œuvre sera également proposé. Un workshop spécifique sera organisé par la CREG sur le sujet pour rencontrer les préoccupations des acteurs du marché. Ensuite, la CREG peut demander à Elia d'adapter les T&C BSP aFRR.



## 6. DÉCISION

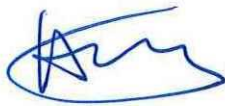
En application des articles 5.4 (c) et 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve la proposition de la SA Elia Transmission Belgium de modification des conditions du contrat BSP pour l'aFRR.

La date de mise en œuvre des conditions approuvées du contrat BSP pour l'aFRR est fixée au 29 avril 2021, avec les premières enchères « per-CCTU » pour fourniture le 30 avril 2021, et une première enchère « all-CCTU » pour fourniture le 1er mai 2021.

En ce qui concerne les remarques formulées par la CREG au paragraphe 28 et dans la partie 5 de la présente décision, la CREG invite Elia à y donner suite dans la prochaine modification des T&C BSP aFRR.

\*\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Koen LOCQUET  
Président f.f. du comité de direction

# **ANNEXE 1**

**Proposition de modification des T&C BSP aFRR en langue française,  
néerlandaise et anglaise – version du 10 février 2021**

## **ANNEXE 2**

**Rapport de consultation, dans sa version non confidentielle, en ce compris tous les commentaires individuels, en langue anglaise – version du 1<sup>er</sup> février 2021**

## **ANNEXE 3**

**Lettre de la CREG à la Direction Générale de l'Énergie –16 février 2021**