

Décision

(B)1806

20 septembre 2018

Décision sur la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 01/12/2018

prise en application de l'article 159, §1, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	3
1. Cadre légal.....	4
2. Analyse de la proposition	6
2.1. Remarques et réserves préliminaires.....	6
2.2. Eléments d’appréciation pris en considération.....	6
2.3. Consultation publique	8
2.4. Description des évolutions proposées	10
2.4.1. Organisation des enchères de puissance de réglage primaire sur la plateforme régionale 10	
2.4.2. Introduction d’un prix d’offre pour l’activation de la réserve tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU	11
2.4.3. Modifications relatives au <i>merit order</i> technico-économique d’activation de la puissance de réglage	12
2.4.4. Modification du plafond de prix des offres pour l’activation de la réserve tertiaire à la hausse	13
2.5. Considérations complémentaires.....	14
3. Décision	15

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans cette décision, en application de l'article 159, §1, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique »), la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 9 juillet 2018. ELIA a joint à sa lettre deux documents :

- 1) un document « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 01/04//2018 »,
- 2) ce même document dans une version incluant l'identification des adaptations par rapport à la proposition d'ELIA de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires approuvée par la décision de la CREG (B)1713 du 8 février 2018.

La CREG a reçu d'ELIA une lettre datée du 17 juillet 2018, à laquelle ELIA joint une version de sa proposition corrigée de quelques erreurs typographiques, soit les deux documents précités et les versions correspondantes en néerlandais, soit au total quatre documents.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre d'ELIA du 9 juillet 2018, de la lettre du 17 juillet 2018 et des quatre documents annexés à cette lettre.

La présente décision comprend trois parties. La première partie synthétise le cadre légal. La deuxième partie reprend une analyse de la proposition et la troisième partie contient la décision proprement dite.

La lettre d'ELIA du 9 juillet 2018, celle du 17 juillet 2018, ainsi que les quatre documents annexés à celle-ci sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 20 septembre 2018.

1. CADRE LÉGAL

1. L'article 159, §1er, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique) prévoit que, sur proposition du gestionnaire du réseau, les règles de fonctionnement du marché destinées à la compensation des déséquilibres quart-horaires sont approuvées par la CREG et publiées par le gestionnaire du réseau.

2. Cet article relève de la compétence des autorités de régulation visées à l'article 37, sixième alinéa, b), de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, qui prévoit :

« Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir ;

a) [...];

b) les conditions de la prestation de services d'équilibrage, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'ajustement sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs. »

Le 18 décembre 2017 est entré en vigueur le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, qui comporte des dispositions détaillées en matière d'équilibrage du système électrique, y compris les principes communs pour l'acquisition et le règlement de réserves de stabilisation de la fréquence, de réserves de restauration de la fréquence et de réserves de remplacement, ainsi qu'une méthodologie commune pour l'activation des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement (article 1.1). Certains de ces articles ne sont applicables qu'un an après l'entrée en vigueur de ce règlement (en particulier les articles 14, 16, 17, 28, 32, 34, 35, 36, 44 à 49, et 54 à 57).

Ce règlement prévoit l'approbation par le régulateur de nombreuses conditions ou méthodologies, dont certaines doivent être approuvées en commun par toutes les autorités de régulation des Etats membres ou toutes les autorités de régulation d'une région concernée sur proposition commune des GRT (articles 5.2 et 5.3) et d'autres par chaque autorité de régulation de chaque Etat membre concerné sur proposition du ou des GRT d'un Etat membre (article 5.4). Ainsi, le gestionnaire de réseau est tenu de rédiger, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur du règlement précité, une proposition de modalités et conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrage (BSP's) et les responsables d'équilibre (BRP's) et de la soumettre à l'approbation de la CREG, en application de l'article 4.1, de l'article 5.4, c), et de l'article 18 du règlement (UE) 2017/2195 précité, incluant un calendrier de mise en œuvre (en général, pas plus de douze mois après l'approbation) et une description de leur effet attendu au regard des objectifs de ce règlement (article 5.5). Le gestionnaire du réseau a effectivement introduit par deux lettres datées du 18 juin 2018 une proposition de modalités et conditions pour les BSP's et une pour les BRP's. Ces propositions sont en cours d'examen. La décision de la CREG visée dans l'article 5(4)(c) du règlement européen précité ne fait l'objet d'aucun date-cible dans ce règlement.

3. En attendant l'approbation des propositions précitées, les dispositions existantes du règlement technique régissant la même matière restent dès lors d'application, pour autant qu'elles ne soient pas contraires au règlement précité. Il convient de noter que celui-ci a évolué récemment¹, du fait de l'adaptation des modalités relatives à l'activation des ressources de réserve et du renvoi aux règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires pour ce qui concerne les détails de l'activation de ces ressources et en particulier l'ordre dans lequel elles sont activées.

4. En outre, le règlement technique fait actuellement l'objet d'une révision, en particulier afin de l'harmoniser et le rendre conforme avec l'ensemble des codes de réseau et lignes directrices européens (en matière de raccordement, d'équilibrage du système électrique, de gestion des systèmes de transport d'électricité, etc.) qui ont été établis pendant la période de 2015 à 2017.

5. La présente décision ne porte aucunement préjudice aux futures décisions que la CREG adoptera en temps voulu directement en vertu des règlements précités.

¹ Arrêté royal modifiant l'article 157 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, 3 décembre 2017, M.B. du 18 décembre 2017.

2. ANALYSE DE LA PROPOSITION

2.1. REMARQUES ET RÉSERVES PRÉLIMINAIRES

6. Conformément à ce qui a été rappelé sous le Titre I « Cadre légal », la CREG rappelle que les règles proposées par ELIA et approuvées par la CREG, aussi bien dans la décision sur les volumes de réserve pour 2018 que dans la présente décision, ne sont plus négociables, ni modifiables par une autre autorité administrative, dès lors qu'elles ont fait l'objet d'une décision de la CREG.

7. La présente décision ne porte, conformément à l'article 159, §1, du règlement technique, que sur la proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires mentionnée dans l'introduction, et plus particulièrement sur les adaptations proposées par ELIA à la précédente proposition sur laquelle a porté la décision (B)1632 de la CREG du 6 juillet 2017. Il ne constitue en aucune manière une approbation explicite ou implicite des contrats référencés dans la proposition d'ELIA. ELIA mettra si nécessaire ces contrats en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision.

De même, la présente décision ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

Enfin, afin d'éviter les doubles décisions sur un même élément proposé à son approbation, la CREG a accepté qu'ELIA transfère dans sa proposition de modification du contrat de responsable d'accès, également soumise règlementairement à l'approbation de la CREG, tout ce qui concerne la (non-) correction du périmètre d'équilibre des ARP suite aux activations des puissances de réserve. Cela nécessitera cependant qu'elle soit particulièrement attentive à assurer une cohérence entre les deux propositions d'ELIA, notamment en termes de calendrier des processus d'approbation de celles-ci.

2.2. ÉLÉMENTS D'APPRÉCIATION PRIS EN CONSIDÉRATION

8. Sur la base des textes légaux présentés sous le titre I, un certain nombre d'éléments d'appréciation ont été pris en considération pour élaborer la présente décision. Ces éléments d'appréciation sont analysés ci-après.

9. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires est un outil important entre les mains du gestionnaire de réseau pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge. Le réglage de l'équilibre des zones de réglage représente au niveau de l'ENSTO-E un maillon important de la sécurité de l'ensemble du réseau électrique de l'Europe continentale. Il est donc de première importance que le mécanisme de compensation des déséquilibres de la zone de réglage fournisse au gestionnaire de réseau les moyens de maintenir et, le cas échéant, de rétablir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

10. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires constitue un élément important pour le fonctionnement du marché belge de l'électricité. Il est donc essentiel de prendre en compte la structure et l'architecture du marché auquel il s'adresse. Il convient dès lors de tenir compte des éléments suivants :

- le nombre de producteurs locaux susceptibles d'offrir les services de compensation des déséquilibres quart-horaires est limité,

- la flexibilité issue des ressources de demande prend une part de plus en plus importante dans la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart-horaires,
- pour attirer de nouveaux acteurs capables d'offrir au marché belge des services associés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, il convient de trouver un équilibre entre une rémunération raisonnable de ces services et une régulation des offres nécessaire vu la concurrence qui reste limitée pour certains produits.

11. Ainsi, il est important que le mécanisme soit suffisamment flexible pour permettre une participation du plus grand nombre possible d'acteurs du marché de la fourniture des services destinés à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Dans cette optique, la structure du mécanisme ne doit pas fermer la porte à des évolutions futures permettant d'aller dans ce sens.

12. De plus, afin d'assurer un traitement le plus égal possible entre les différentes ressources, il est important que le mécanisme soit le plus neutre possible d'un point de vue technologique.

13. Par ailleurs, il est également nécessaire que le mécanisme offre une transparence adéquate au niveau des offres et de leur activation. Cette transparence apporte une visibilité appréciable en termes d'information aux acteurs du marché sur les offres relatives à la compensation des déséquilibres quart-horaires et contribue ainsi à décourager les comportements potentiellement abusifs.

Il est de plus important que le mécanisme donne aux producteurs désireux de participer à la fourniture de services pour la compensation des déséquilibres quart-horaires des signaux clairs sur les coûts et les revenus qu'ils peuvent escompter de leur participation à ces services.

14. De plus, le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires et le tarif associé doivent viser une minimisation du coût de la compensation des déséquilibres quart-horaires pour les ARP, tout en donnant à ceux-ci les signaux de prix adéquats dans les moments critiques.

15. Enfin, il est primordial que le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires ne constitue pas un obstacle à la création d'un marché régional européen. L'intégration des marchés nationaux est en effet indispensable si l'on veut développer de la concurrence au niveau national. Il est donc important que le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires puisse être intégré sans trop de difficultés avec ceux des pays proches.

2.3. CONSULTATION PUBLIQUE

16. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 19 juillet 2018.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis le projet de décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui s'est tenue entre le 26 juillet et le 6 septembre 2018.

La CREG a réceptionné trois réponses non confidentielles, adressées respectivement le 30 juillet 2018 par Anode et le 6 septembre 2018 par Febeliec et la Febeg. La CREG remercie Anode, Febeliec et la Febeg pour leur participation à la consultation.

La CREG prend bonne note des réponses à la consultation. La suite de la présente section s'attachera à répondre aux éléments de réponse ayant directement trait aux évolutions proposées par ELIA dans sa proposition soumise à l'approbation de la CREG.

17. **Anode** émet un commentaire sur la responsabilité d'équilibre de l'ARP, qui concerne le contrat ARP et dans ce sens est hors sujet dans le cadre de la proposition d'Elia concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires.

18. En plus de considérations positives sur la cohérence entre la présente proposition et le contrat ARP, l'introduction d'un prix d'activation pour les unités techniques non-CIPU et le maintien d'une plateforme locale d'enchères pour la FCR en plus de la plateforme régionale, **Febeliec** commente l'augmentation des pénalités pour non-fourniture des volumes contractés de 130% à 500%, mettant en avant que cela pourrait constituer une barrière à l'entrée de certains acteurs sur le marché. Sans s'opposer à la mesure proposée par Elia, elle suggère d'introduire quelques mesures additionnelles qui permettraient d'adoucir l'effet de cette augmentation sensible sur la liquidité et la profondeur du marché du balancing.

19. La CREG comprend le souci mis en avant par Febeliec. Elle pense cependant que la proposition d'ELIA sur ce sujet concerne plus le respect par les BSP des volumes commandés que le respect de l'équilibre de leur portefeuille par les BRP. Elle considère ainsi qu'il est important pour la sécurité du système et un bon fonctionnement du marché de donner aux BSP les bons signaux pour les inciter à respecter du mieux possible leurs engagements en matière de volume à fournir. Soucieuse cependant de s'assurer que les mesures proposées sont suffisamment bien calibrées pour éviter de porter préjudice à ce fonctionnement du marché, elle demande à ELIA, sur la base de l'historique du système connu à ce moment, d'étudier l'impact de la proposition en matière de pénalités sur la liquidité et la profondeur du marché de manière à s'assurer qu'elle n'engendre pas des effets négatifs évidents, de lui envoyer les résultats de cette étude et le cas échéant, d'introduire une proposition d'ajustement du taux de pénalité dans les règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires (modalités et conditions BSP) pour une mise en œuvre début 2020.

20. En plus de la mise en évidence d'évolutions positives des règles d'activation de la puissance de réglage de l'équilibre, la **Febeg** aborde plusieurs éléments.

Un premier élément concerne l'activation de la réserve tertiaire. La Febeg met en avant le souhait de voir ELIA préciser dans des règles transparentes les critères conduisant à l'activation de cette réserve.

Un deuxième élément aborde l'activation de la R3 flex dans une liste d'appel séparée de celle des offres libres (bidladder) et de la R3 standard, et le recours de la première après avoir épuisé les ressources de la seconde. La Febeg affirme qu'il s'agit d'une imperfection de marché et que cela introduit une discrimination entre R3 standard et R3 flex.

Un troisième élément vise la prise en compte des coûts de démarrage dans la constitution des deux listes d'appel des ressources de R3. La Febeg émet un certain nombre de critiques sur la solution proposée.

21. La CREG estime fondée la demande de la Febeg relative au premier élément dans la mesure où elle favorise une meilleure connaissance du fonctionnement du marché par les acteurs. Elle avait déjà traité ce premier élément dans la section 3.5 de son projet de décision. Elle a complété ces considérations dans la présente décision.

Pour ce qui concerne l'activation des offres de R3 flex après celle des offres de R3 standard, le CREG estime qu'il est important de préserver la capacité de R3 flex, dont le nombre d'activations est plus limité que la R3 standard. Cela a pour but d'éviter de se retrouver dans la situation où ELIA manquerait de capacité de réserve, uniquement parce qu'elle a activé des ressources plus contraintes à un moment où l'activation d'autres ressources qui ne sont pas soumises aux mêmes contraintes aurait pu suffire pour couvrir ses besoins. La CREG ne considère pas la proposition d'ELIA sur ce sujet comme idéale, mais comme un moindre mal tant que des ressources limitées en nombre d'activations ou en durée d'activation sont utilisées pour la réserve tertiaire. Elle reste ouverte à toute proposition constructive à ce sujet tenant compte des contraintes précitées. En attendant, elle estime que les règles ne doivent pas être modifiées pour cet élément.

Pour ce qui concerne la prise en compte des coûts de démarrage, la CREG est étonnée de certains commentaires de la Febeg, alors que la proposition d'Elia a été largement discutée depuis un an, notamment durant les réunions du groupe de travail « Balancing » du Usersgroup qui se sont tenues en septembre et octobre 2017, ainsi qu'en février, mai et juin 2018 ; de plus, ces éléments ont été détaillés dans la « *design note* » qu'ELIA avait envoyée pour commentaires aux membres de ce groupe de travail avant d'en publier la version définitive sur son site web². La CREG tient à apporter les éléments suivants, après avoir consulté ELIA sur le sujet :

- L'intégration des coûts de démarrage dans le prix des offres concerne bien le marché de la mFRR et non le marché *intraday*.
- Les unités auxquelles elle s'applique sont donc les unités à démarrage rapide à l'arrêt susceptibles d'atteindre le volume de réserve offert dans le quart d'heure ; dans cette mesure, il ne s'agit donc pas de démarrer des TGV, mais plutôt des unités dont les caractéristiques dynamiques sont suffisantes pour répondre à ce critère.
- L'intégration du coût de démarrage au prix de l'offre correspondante est uniquement réalisée dans le but de constituer la liste d'appel³ des offres et plus précisément de déterminer la place de l'offre dans cette liste d'appel ; au niveau de la facturation, la rémunération de l'énergie activée se fait sur la base du prix défini dans l'offre⁴ et la rémunération du démarrage se fait conformément aux dispositions du contrat CIPU.
- Le choix du mode de démarrage mentionné est uniquement appliqué dans ce cadre ; il est de ce fait conventionnel dans le seul but de construire la liste d'appel des offres, et ne constitue en rien une obligation pour l'exploitant de la centrale qui garde toute la liberté de choisir le mode dans lequel il souhaite, le cas échéant, démarrer l'unité.

La CREG demande à ELIA de clarifier en conséquence la formulation de la prise en compte des coûts de démarrage dans la prochaine version du document qui reprendra ces règles.

² Voir <http://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-Balancing/Projets-et-Publications/R3-mFRR>.

³ Merit order.

⁴ Système *pay as bid*.

2.4. DESCRIPTION DES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES

22. Outre quelques clarifications relatives à des éléments déjà d'application actuellement, les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur les sujets suivants :

- 1) Des clarifications relatives à l'organisation des enchères de puissance de réglage primaire sur la plateforme régionale (section 6.5.1).
- 2) L'introduction d'un prix d'offre pour l'activation de la réserve tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU (8.7.1). En outre, l'introduction d'un tel prix implique les modifications suivantes :
 - Des modifications relatives aux caractéristiques de la puissance de réglage tertiaire « flex » (section 6.5.1).
 - Des modifications relatives aux pénalités résultant des contrôles de disponibilité (section 6.5.4) et d'activation (section 8.7.3) de la puissance de réglage tertiaire réservée via des unités techniques non-CIPU.
 - Des modifications relatives à la définition du prix marginal en cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire à la hausse (réservée ou non) via une unité technique CIPU à l'arrêt, pour la constitution de la liste d'appel des offres. Dans ce cas, le coût de démarrage (en €) de l'unité tel que défini dans le contrat CIPU est intégrée au prix d'activation (en €/MWh) (section 8.10).
- 3) Des modifications relatives au *merit order* technico-économique d'activation de la puissance de réglage (section 8.10).
- 4) La modification du plafond de prix des offres pour l'activation de la réserve tertiaire à la hausse (réservée et non-réservée) (section 8.1).

23. Les évolutions proposées sont destinées à entrer en vigueur le 1^{er} décembre 2018.

24. Etant donné que la base des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires qui sont actuellement d'application ont été approuvées par des décisions précédentes de la CREG, la présente analyse se concentre sur les évolutions de ces règles sur les sujets cités ci-dessus.

2.4.1. Organisation des enchères de puissance de réglage primaire sur la plateforme régionale

25. La plateforme régionale d'enchères est en cours d'évolution. Les gestionnaires de réseau de la coopération régionale FCR ont envoyé aux régulateurs concernés une proposition incluant des mesures transformant les enchères hebdomadaires sur la plateforme régionale en enchères journalières. Cette proposition est en cours d'analyse par les instances régulatrices concernées et n'a pas encore fait l'objet d'une approbation.

26. ELIA compte garder un rythme hebdomadaire des enchères sur la plateforme locale. Cependant, si la proposition de gestionnaires de réseau de la coopération régionale FCR est acceptée, cela demandera d'adapter le calcul du prix de l'offre fictive sur la plateforme locale, puisqu'il y aura des enchères journalières sur la plateforme régionale et des enchères hebdomadaires sur la plateforme locale.

De manière à être prêt au niveau local en cas d'approbation de la proposition par les régulateurs de la plateforme régionale FCR, ELIA propose dès à présent un assouplissement du calcul, mais qui ne portera effet qu'à partir de l'entrée en vigueur des nouvelles règles sur la plateforme régionale.

La proposition d'ELIA consiste prendre une moyenne des prix des enchères les plus récentes de la plateforme régionale, couvrant une période de sept jours. Cela permet une souplesse en cas de modification sur la plateforme régionale, sans nécessairement se lier strictement à la forme de la proposition actuelle des gestionnaires de réseaux de la coopération régionale FCR.

Les fournisseurs belges de service souhaitant introduire des enchères sur la plateforme régionale pourront continuer à le faire, dès lors qu'ils s'adaptent au nouveau rythme de ces enchères. Par contre, rien ne changera pour les fournisseurs de service actifs sur la plateforme locale.

27. La CREG estime que la proposition d'ELIA va dans la bonne direction. Dès que les règles seront adaptées sur la plateforme régionale d'enchères, la proposition permettra de s'adapter aux évolutions de la structure des enchères sur cette plateforme. ELIA permettra aux acteurs belges de continuer à bénéficier de la participation à cette plateforme, tout en maintenant l'accès à la souplesse des produits de FCR définis sur la plateforme locale, encore nécessaire actuellement.

Elle estime donc que la proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont applicables.

2.4.2. Introduction d'un prix d'offre pour l'activation de la réserve tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU

28. Dès que l'ouverture du transfert d'énergie aux ressources non-CIPU offrant des produits de réserve tertiaire réservée⁵ sera effective, ces produits pourront être adaptés pour inclure un prix non nul des offres d'activation. ELIA propose d'introduire un tel prix d'activation, avec un impact sur les aspects suivants :

- 1) Les offres d'activation qui en résultent peuvent être adaptées jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture. Les caractéristiques de ces offres pouvant être adaptées sont le prix, le volume ainsi que la liste des points de livraison inclus dans l'offre d'activation.
- 2) Le prix des offres d'activation est plafonné. Cet aspect est traité dans la section 2.4.4 ci-dessous. La rémunération se fait selon la méthode « pay as bid », comme pour les autres activations de réserve tertiaire.
- 3) Le déséquilibre de l'ARP du fournisseur (du service) sera impacté en cas d'activation non conforme ; dans ce cas, il subit donc les conséquences financières résultant de l'application du tarif de déséquilibre.

De plus, la manière dont ELIA comptabilise les activations de puissance de réglage tertiaire « flex » a été adaptée. Alors qu'actuellement, le compteur d'activation est incrémenté d'une demi unité en cas d'un volume moyen d'activation inférieur à moins de la moitié du volume contracté par le fournisseur, ELIA propose dorénavant d'utiliser deux compteurs par contrat et par fournisseur, un pour les unités techniques CIPU et un pour les unités techniques non-CIPU. Pour un contrat, chacun de ces compteurs

⁵ Aussi bien standard que flex.

est incrémenté indépendamment, de la valeur 1 lorsque toutes les offres d'activation de réserve tertiaire flex⁶ sont activées en même temps et d'une valeur égale au rapport entre le volume des offres de flex activées et le volume total des offres de flex.

Par ailleurs, le coût de démarrage, tel que défini dans le contrat CIPU, a été intégré dans le prix d'activation d'une offre de réglage tertiaire à la hausse sur une unité technique CIPU à l'arrêt. Cette intégration n'est pas effectuée s'il s'agit d'anticiper un démarrage ou de prolonger une période de fonctionnement définie dans les nominations des unités CIPU. Cette intégration n'est utilisée que pour constituer l'ordre d'appel des offres, pas pour la facturation au fournisseur de service.

Enfin, le montant de la pénalité pour non-conformité de la disponibilité de la ressource a été redéfini. Le facteur appliqué à la puissance manquante est passé de 130% du prix de réservation à 500% de ce prix.

29. La CREG estime que l'introduction d'un prix d'activation pour les offres de réglage tertiaire sur des unités techniques non-CIPU est une évolution logique de l'ouverture des offres de réglage tertiaire réservé au transfert d'énergie. Elle constate que cette introduction est demandée depuis longtemps par les acteurs du marché concernés, mais n'était pas possible tant que le transfert d'énergie n'était pas applicable au réglage tertiaire à la hausse réservé.

L'inclusion du coût de démarrage des unités CIPU dans le prix du premier quart d'heure d'activation permet de tenir compte de cet élément, alors qu'il est trop tard pour le fournisseur du service de modifier son offre de prix, étant donné qu'il prend connaissance de la première activation de son offre après la fin de la période où il peut encore modifier son offre.

L'adaptation des principes régissant la mise à jour du compteur d'activation des offres sur les unités techniques non-CIPU permet de rendre mieux compte de l'utilisation réelle de ces ressources et ainsi de ne pas consommer artificiellement des ressources limitées en nombre d'activations lorsqu'elles n'ont pas été réellement utilisées.

L'évolution du système de pénalités pour la réservation est destinée à renforcer l'incitant à fournir le service pour les unités techniques non-CIPU. La référence au prix de réservation plutôt qu'au prix du marché *day ahead* comme pour les unités techniques CIPU tire son origine du fait que les unités techniques non-CIPU ne sont pas nécessairement présentes sur le marché *day ahead* et que le prix de celui-ci ne constitue dès lors pas une bonne référence.

30. En conséquence, la CREG estime que les évolutions proposées répondent à une demande du marché déjà ancienne, et s'inscrit dans une perspective de meilleur fonctionnement du marché.

Elle considère donc que la proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont applicables.

2.4.3. Modifications relatives au *merit order* technico-économique d'activation de la puissance de réglage

31. ELIA propose d'adapter les principes régissant l'activation de la réserve tertiaire pour refléter l'évolution du règlement technique décidée par le Roi le 3 décembre 2017⁷, ainsi que l'introduction d'un prix d'activation pour les offres de réglage tertiaire réservé sur les unités techniques non-CIPU.

⁶ CIPU ou non-CIPU, selon le compteur.

⁷ Voir sous le titre 1.

32. Outre quelques éclaircissements relatifs à la décision d'activer la réserve tertiaire compte tenu des activations de la réserve secondaire, les adaptations s'attachent surtout à définir l'ordre dans lequel les ressources de réglage tertiaire sont appelées, à savoir :

- 1) Les offres libres et les offres relatives au produit R3 standard, y compris les offres sur les unités techniques CIPU à l'arrêt capables de démarrer en maximum 15 minutes, selon l'ordre d'appel⁸ technico-économique,
- 2) Les offres relatives au produit R3 flex, selon l'ordre d'appel technico-économique,
- 3) Les ressources de secours mutuel entre TSOs,
- 4) La marge disponible sur la réserve stratégique tournante.

Les points 2 et 4 ci-dessus ne s'appliquent qu'aux activations à la hausse.

Un certain nombre d'exceptions aux règles ci-dessus sont cependant prévues pour tenir compte d'une part des congestions, et d'autre part au souhait d'activer chaque ressource non-CIPU au moins une fois par an de manière à vérifier son bon fonctionnement.

ELIA explique que la priorité donnée aux activations de R3 standard par rapport aux activations de R3 flex est rendue nécessaire par le souci de ne pas priver ELIA de ressources de réserve en activant des ressources de R3 flex limitées en nombre d'activations alors qu'il y a encore des offres de R3 standard ou des offres libres disponibles.

33. La CREG considère que l'évolution proposée par ELIA est la conséquence directe des deux éléments cités au paragraphe 31 ci-dessus et favorise un meilleur fonctionnement du marché.

De plus, elle estime qu'il convient de donner effectivement la priorité à la sécurité et donc de donner la priorité à l'activation de R3 standard par rapport à celle de R3 flex, comme ELIA le propose, ainsi que de prendre en compte l'impact des activations sur les congestions dans le réseau.

Enfin, elle constate que l'activation des ressources de R3 flex pour vérifier le bon fonctionnement des ressources correspond à une demande que formulée par la CREG dans le passé.

34. Dans cette mesure la CREG estime que les adaptations proposées par ELIA satisfont les éléments d'appréciation qui leur sont applicables.

2.4.4. Modification du plafond de prix des offres pour l'activation de la réserve tertiaire à la hausse

35. Jusqu'à présent, le prix des offres d'activation de la puissance de réglage tertiaire était plafonné au montant forfaitaire qui fixe le tarif de déséquilibre négatif (NEGj) dans l'article 6.7.2 des règles de fonctionnement de la réserve stratégique. Depuis lors⁹, ce montant forfaitaire a été redéfini¹⁰ suite à un engagement de la Belgique envers la Commission Européenne. Afin d'éviter une distorsion de marché, le tarif de déséquilibre a dès lors été adapté dans ces cas pour ne plus être une valeur fixe comme auparavant, mais une valeur supérieure ou égale à ce montant forfaitaire. Le système de calcul du tarif a également changé : lorsque le prix d'activation d'une ou plusieurs offres de puissance de réglage à la hausse est supérieur à ce montant forfaitaire, c'est le plus élevé de ces prix qui fixe le tarif de déséquilibre lorsque le système est court.

⁸ Merit order.

⁹ Décision (B)658E/53 de la CREG du 28 juin 2018 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

¹⁰ La valeur est de 10.500,00 €/MWh.

Le principe d'une valeur maximum du prix d'activation des offres de puissance de réglage tertiaire à la hausse est maintenu. ELIA propose de fixer cette limite à une valeur de 13.500,00 €/MWh, qui sera donc également le plafond du tarif de déséquilibre lorsque le système est court, hors application des paramètres alpha et beta. ELIA prévoit également un système de monitoring des offres de prix d'activation vers la CREG dès qu'elle reçoit une offre de prix supérieur ou égal à cette valeur limite. Elle pourra également dans ce cas envoyer à la CREG une proposition d'adaptation de la valeur limite des offres de prix d'activation de la puissance de réglage tertiaire.

36. La CREG constate que suite à la nouvelle proposition tarifaire actualisée d'ELIA approuvée par la décision 658E/53 de la CREG, l'adaptation du plafond du prix d'activation de la puissance de réserve tertiaire était nécessaire. La nouvelle valeur est suffisamment supérieure à la valeur plancher de 10.500 €/MWh pour laisser une certaine liberté au marché, tout en limitant les risques qu'engendrerait une valeur plus élevée du plafond. Elle estime ainsi que cette valeur contribue à un bon fonctionnement du marché.

Elle estime donc que la proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont applicables.

2.5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES

37. Dans sa proposition, ELIA décrit succinctement les principes régissant la décision d'activer la réserve tertiaire.

38. La CREG prend bonne note des clarifications introduites par ELIA dans sa proposition. Elle considère cependant que, dans un but de meilleure clarification de la procédure et de transparence vis-à-vis du marché, il conviendrait d'améliorer cette description sur les points suivants :

- 1) Comment sont identifiées les circonstances d'exploitation qui déclenchent l'activation de la réserve tertiaire ? Y a-t-il des exceptions et si oui, lesquelles ?
- 2) Comment est déterminé le besoin (c'est-à-dire le volume exact) de réserve tertiaire à activer ? Il semble en effet nécessaire que le volume activé soit piloté par les besoins et non par les ressources disponibles.

La réponse à ces deux questions devrait dans le futur donner lieu à une clarification progressive de la proposition d'ELIA sur la base de critères aussi bien quantitatifs que qualitatifs.

La CREG est consciente de la difficulté de l'exercice, ainsi que de l'importance de l'expertise du personnel d'exploitation du centre de contrôle dans ce domaine. Elle considère ainsi que si certaines questions peuvent trouver réponse dans des règles précises, cela pourrait moins être le cas pour d'autres. Elle reste donc ouverte sur le choix de la méthode utilisée pour répondre à ces questions, tant que les réponses sont formalisées et peuvent être motivées. Cependant, elle considère qu'il est important pour le marché de définir de manière transparente et reproductible le moment où ELIA prend la décision d'activer la réserve mFRR et comment sont déterminés le volume activé et la durée d'activation. Elle demande donc à ELIA de clarifier ces éléments dans les règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour mise en œuvre le 1^{er} janvier 2020.

3. DÉCISION

Vu l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, notamment l'article 159, § 1er.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 01/12/2018 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par les lettres du 9 juillet 2018 et du 17 juillet 2018.

Considérant l'analyse de la réponse à la consultation, reprise au titre 2.3 de la présente décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur au 1^{er} décembre 2018.

Considérant que cette approbation fait l'objet de la présente décision.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre 1 de la présente décision et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre 2.2 de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre 2.4 de la présente décision.

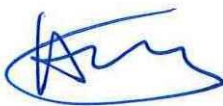
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1er, du règlement technique.

La CREG attire cependant l'attention de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR sur les considérations complémentaires formulées dans les paragraphes 19 et 21 ainsi que sous le titre 2.5 de la présente décision.

La CREG confirme également à la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR la nécessité de mettre en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision les contrats qui sont liés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, comme celle-ci l'a mentionné dans le préambule de sa proposition.

Par ailleurs, la CREG se réserve le droit de formuler à tout moment des remarques supplémentaires, le cas échéant dans une décision ultérieure.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction