

Décision

(B)1857

30 octobre 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	8
2.4.1. Conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non-réservé des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d’activer la puissance demandée endéans 15 minutes	9
2.4.2. Prix marginal à la hausse en cas d’activation d’une offre de réglage tertiaire via une unité technique CIPU à l’arrêt dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes et intégration du coût de démarrage au prix d’activation	11
2.4.3. Merit order technico-économique d’activation de la puissance de réglage.....	12
2.5. Considérations complémentaires.....	12
3. Décision	14

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 24 octobre 2018. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- 1) un document « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 01/12/2018 »,
- 2) un document « Marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten – Inwerkingtreding 01/12/2018 »,
- 3) ces mêmes documents 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)1806 du 20 septembre 2018,
- 4) quatre documents concernant une proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires pour entrée en vigueur le 05/11/2018, qui ne sont pas visés par la présente décision,
- 5) un rapport de consultation sur les documents des points 1 à 4 ci-dessus, ainsi que les réponses individuelles à celle-ci.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre d'ELIA du 24 octobre 2018, des documents annexés à cette lettre repris aux points 1 et 2 ci-dessus.

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 24 octobre 2018 ainsi que les documents annexés à celle-ci et repris dans les points 1 et 2 ci-dessus sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 30 octobre 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)1806 de la CREG du 20 septembre 2018. 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 porte sur une proposition relative à des règles à mettre en place dès le 5 novembre 2018. Il y a donc une certaine urgence motivée par la situation particulière du système belge cet hiver, et ce, dès le mois de novembre.

Dans ce contexte, le CREG a demandé à ELIA d'organiser elle-même une consultation intensive sur ce sujet.

Pour ce faire, ELIA a organisé une première réunion-workshop du groupe de travail « balancing » de son Usersgroup le 10 octobre 2018 pour présenter les grandes lignes de sa proposition.

Sur la base de cette première proposition et des réactions reçues lors de cette réunion, ELIA a établi une nouvelle version de sa proposition, qu'il a soumise à une consultation publique des acteurs du marché du 15 au 22 octobre 2018.

ELIA a ensuite organisé une seconde réunion-workshop du groupe de travail « balancing » de son Usersgroup le 16 octobre 2018.

Sur la base de la proposition soumise à consultation, des réactions émises lors de cette seconde réunion et des premières réactions à la consultation déjà reçues, ELIA a envoyé aux acteurs concernés pour avis le 18 octobre 2018 une liste d'éléments d'évolutions possibles de la proposition soumise à consultation.

La proposition d'ELIA sur laquelle porte la présente décision prend en compte des réactions à la consultation dans ses différentes phases.

La manière de procéder d'ELIA amène la CREG à considérer que la consultation menée par ELIA et la manière dont ELIA a pris en compte les réponses des acteurs du marché à cette consultation est suffisante et que cela permet dès lors à la CREG de ne pas organiser de consultation sur un projet de décision.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, ne soumet pas la présente décision à consultation car elle considère que la consultation organisée par ELIA est effective et avait pour objet la proposition sur laquelle porte la présente décision.

2.4. DESCRIPTION DES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES

17. Comme déjà précisé, la proposition d'ELIA est une évolution de la proposition d'ELIA qui avait fait l'objet de la décision (B)1806 de la CREG. Par rapport à cette dernière proposition, les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur les sujets suivants :

- 1) Les conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non-réservé des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans 15 minutes.
- 2) Des précisions relatives à la définition du prix marginal à la hausse en cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire via une unité technique CIPU à l'arrêt dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes ainsi que la manière dont le coût de démarrage de l'unité tel que défini dans le contrat CIPU est intégré au prix d'activation.
- 3) Des modifications relatives au merit order technico-économique d'activation de la puissance de réglage.

18. Les évolutions proposées concernent la version des règles approuvée par la décision (B)1806 précitée de la CREG et sont dès lors destinées à entrer en vigueur le 1^{er} décembre 2018. Elles consistent

principalement à aligner les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires applicables à partir du 1^{er} décembre 2018 aux nouveautés introduites dans la version des règles applicable du 5 novembre 2018 au 30 novembre 2018, et faisant l'objet de la décision (B)1856 de la CREG. Ces nouveautés sont axées sur l'introduction du nouveau produit décrit à la section 2.4.1 ci-dessous. Cette introduction trouve son origine dans la situation particulière du système belge durant la période hivernale 2018-2019. Les nouvelles règles introduites seront donc applicables jusqu'au 31 mars 2019².

19. 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. Conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non-réservé des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans 15 minutes

20. Jusqu'à présent, les unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans les 15 minutes n'ont pas la possibilité d'être activées par ELIA, contrairement aux unités techniques CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans les 15 minutes, qui peuvent l'être en fonction des besoins opérationnels³.

Cette situation empêche, en cas de besoin, une partie de la flexibilité d'être à disposition d'ELIA dans le cadre des réserves.

Les circonstances particulières qui s'annoncent pour cet hiver ont conduit ELIA à proposer pour entrée en application le 5 novembre 2018⁴, un nouveau produit permettant d'activer ces ressources dans le cadre des offres de puissance de réglage tertiaire non réservée. Les offres de ce produit sont nommées dans la proposition « Slow non-CIPU incremental bids ».

Les principales caractéristiques de ce produit sont les suivantes.

Tout d'abord, il s'agit d'offres d'activation, sans réservation des puissances. Dans cette mesure, les offres sont ouvertes aux ressources faisant l'objet d'un transfert d'énergie⁵.

Tout point de livraison ayant fait partie une première fois d'un portefeuille pour des « Slow non-CIPU Incremental Bids » et ayant été préqualifié par la suite pour un contrat de réglage tertiaire (réservé ou non) activable en 15 minutes n'est pas autorisé à participer à nouveau aux « Slow non-CIPU Incremental Bids ».

La procédure d'offre et d'activation permettant d'activer le nouveau produit est basée sur les principes suivants :

² Au-delà de cette date, les règles qui ont fait l'objet de la décision (B)1806 précitée de la CREG seront de nouveau d'application.

³ Voir section 8.9 des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires actuellement d'application <http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Balancing/Balancing%20mecanism/20180401/Balancing Rules FR.pdf>.

⁴ Voir la décision (B)1856 précitée de la CREG.

⁵ Les offres d'activation de puissance de réglage tertiaire réservée seront ouvertes au transfert d'énergie à partir du 1^{er} décembre 2018.

- Lorsqu'ELIA détecte un déficit structurel au sens de la réserve stratégique⁶, elle lance un « call for bids » relatif aux ressources (CIPU ou non-CIPU) qui ne sont pas capables d'être activées endéans 15 minutes, y compris donc un appel aux « Slow non-CIPU incremental bids ».
 - Un call for bids pour une période pendant le jour D a lieu au plus tôt à 18h00 en D-1, et généralement 8 à 12 heures avant le début de la période à couvrir.
 - Dans son call for bids, ELIA précise la période à couvrir, ainsi qu'un ordre de grandeur du volume nécessaire.
 - Les offres peuvent être activées à tout moment pendant la période à couvrir et durent minimum 1 heure jusqu'aux limites de la période à couvrir ou jusqu'à maximum 4 heures, sauf pour les offres pour lesquelles le fournisseur a annoncé qu'elles peuvent être activées pendant plus de 4 heures.
 - Les offres doivent être introduites auprès d'ELIA dans les 2 heures suivant le call for bids.
- Une offre de « Slow non-CIPU incremental bid » contient les informations suivantes :
 - Le volume (MW), non divisible ; il est au moins égal à 1 MW et est un multiple de 0,1 MW.
 - Un prix, toujours positif, et payé par ELIA au fournisseur ; il est composé de 2 éléments :
 - Une composante fixe (€/MW), qui sera appliquée sur la première heure d'activation, limitée à 1.000,00 €/MW.
 - Une composante variable (€/MWh) appliquée sur toute durée d'activation.
 - La liste des points de livraison qui seront activés.
 - L'indication que l'activation de l'offre peut être prolongée ou non au-delà d'une durée de 4 heures.
- La sélection par ELIA des offres pouvant être activées a lieu au plus tard 5 heures avant le début de la période à couvrir, afin que le fournisseur puisse commencer la préparation.
 - Jusqu'à ce moment, le fournisseur a la possibilité d'annuler une offre ou d'en modifier le prix.
 - A partir de ce moment, le fournisseur peut encore modifier le volume de son offre de $\pm 20\%$ par rapport au volume de l'offre initiale, jusqu'à 1h30 avant le début de la période à couvrir. Au-delà de ce moment, l'offre est ferme.
- Toute demande d'activation est envoyée par ELIA 1 heure avant le début de la période d'activation, selon le merit order prévu⁷.
 - Le volume activé d'une offre est le dernier volume accepté par ELIA.
 - Toute offre activée reçoit la composante variable du prix appliquée à l'énergie activée pendant la période d'activation, ainsi que la composante fixe du prix appliquée au dernier volume accepté par ELIA.

⁶ Voir la section 7.4.2 des règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

⁷⁷ Voir la section 2.4.4 ci-dessous.

- Une offre sélectionnée et non activée par ELIA reçoit en dédommagement la composante fixe du prix d'activation appliquée au dernier volume accepté par ELIA.
- ELIA informera les acteurs du marché de la situation le plus vite possible à l'issue des différentes étapes.

En cas de refus d'activation, ELIA considère que l'offre a fourni un volume nul. Si une unité tombe en panne, le fournisseur peut contacter ELIA pour lui expliquer la situation. Sous réserve d'approbation par ELIA, l'offre correspondante ne sera pas activée ou sera activée partiellement en fonction du volume résiduel disponible après la panne.

Le volume effectivement activé d'une offre « Slow non-CIPU incremental » est défini comme la puissance de référence dont on a retiré la puissance mesurée. La puissance de référence correspond à la puissance moyenne mesurée durant le quart d'heure précédant l'activation. ELIA compare cette puissance de référence à la valeur qui aurait été obtenue par une méthode alternative⁸ et applique une pénalité égale à la rémunération de l'offre, à moins que le fournisseur ne puisse justifier les raisons techniques pour lesquelles une consommation inhabituelle est survenue pendant le quart d'heure utilisé pour le calcul de la puissance de référence.

21. La CREG constate que la proposition permet d'insérer dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires applicables à partir du 1^{er} décembre 2018 les éléments relatifs au nouveau produit introduits dans la version des règles applicable du 5 novembre 2018 au 30 novembre 2018, et faisant l'objet de la décision (B)1856 de la CREG. Elle assure de ce fait de manière cohérente la continuité entre ces deux périodes.

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

2.4.2. Prix marginal à la hausse en cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire via une unité technique CIPU à l'arrêt dont le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes et intégration du coût de démarrage au prix d'activation

23. ELIA propose d'inclure le coût de démarrage des unités CIPU à l'arrêt qui ne sont pas capables d'être démarrées en 15 minutes dans le prix d'activation des offres « Slow CIPU incremental bids » de la première heure d'activation utilisé dans la détermination du merit order d'activation des « Slow (CIPU et non-CIPU) incremental bids »⁹.

24. La CREG constate que la proposition permet d'insérer dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires applicables à partir du 1^{er} décembre 2018 un élément déjà introduit dans la version des règles applicable du 5 novembre 2018 au 30 novembre 2018, et faisant l'objet de la décision (B)1856 de la CREG. Elle assure de ce fait de manière cohérente la continuité entre ces deux périodes.

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

⁸ Cette méthode alternative est la méthode « Baseline High X of Y » décrite à la section 9.3.2 des Règles de transfert d'énergie.

⁹ Voir section 2.4.3.

2.4.3. Merit order technico-économique d'activation de la puissance de réglage

26. ELIA propose d'étendre aux unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans 15 minutes l'activation des unités techniques CIPU soumises à ces mêmes contraintes. Par ailleurs, ELIA propose d'activer les offres de puissance de réglage tertiaire qui ne sont pas capables d'être activées endéans 15 minutes, sans distinguer les offres sur les unités techniques CIPU de celles sur les unités techniques non-CIPU. Toutes ces offres seront classées par ordre de prix d'activation croissants et activées selon cet ordre, en fonction des besoins opérationnels. Pour les « Slow incremental bids », le coût de démarrage (CIPU) ou la composante fixe du prix de l'offre d'activation (non-CIPU) sera intégré au prix variable d'activation en l'appliquant sur la première heure d'activation pour calculer le prix utilisé pour déterminer le merit order technico-économique d'activation des offres « Slow incremental bids »

27. La CREG constate que la proposition permet d'insérer dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires applicables à partir du 1er décembre 2018 une extension déjà introduite dans la version des règles applicable du 5 novembre 2018 au 30 novembre 2018, et faisant l'objet de la décision (B)1856 de la CREG. Elle assure de ce fait de manière cohérente la continuité entre ces deux périodes.

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

2.5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES

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

30. 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.

31. Dans la section 8.5.1 bis de la version en français de la proposition, ELIA écrit : « Tout refus ou non d'activation au-delà de ce délai sera considéré... ». Ce phrasé diffère de celui de la version en néerlandais et après contact avec ELIA, il apparaît que c'est le phrasé de la version en néerlandais qui est correct.

La CREG demande à ELIA de corriger le phrasé de la version en français pour le rendre cohérent avec celui de la version en néerlandais.

32. Comme mentionné à la section 2.4 de la présente décision, les adaptations introduites sont relatives au nouveau produit « Slow non-CIPU incremental bids » et seront applicables jusqu'au 31 mars 2019. Il est important à ce moment de procéder à un retour d'expérience sur le nouveau produit et de faire le point sur son apport.

Pour cette raison, la CREG demande à ELIA de procéder après le 31 mars 2019 à une évaluation du nouveau produit et de la pertinence de son maintien au-delà de cette période. La CREG demande également à ELIA de publier sur son site web un rapport d'analyse et de le discuter en groupe de travail balancing de son Usersgroup avant fin juin 2019.

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 la lettre du 24 octobre 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.

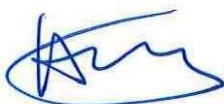
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1er, du règlement technique, pour être en vigueur entre le 1^{er} décembre 2018 et le 31 mars 2019.

La CREG attire cependant l'attention de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR sur les considérations complémentaires formulées 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



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du comité de direction