



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: +32 2 289 76 11  
Fax: +32 2 289 76 09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **DECISION FINALE**

**(B)150717-CDC-1424**

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”*

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

17 juillet 2015

# TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
I. Cadre légal.....	5
II. Consultation .....	10
III. Analyse de la proposition .....	13
III.1 Remarques et réserves préliminaires.....	13
III.2 Eléments d’appréciation pris en considération .....	14
III.3 Description des évolutions proposées.....	15
III.4 Application du cadre légal et des éléments d’appréciation à la proposition .....	16
III.4.1Sujet 1 – Introduction des règles concernant la réserve primaire.....	16
III.4.2Sujet 2 – Evolutions relatives à la réserve tertiaire .....	16
III.5 Considérations complémentaires de la CREG .....	18
III.5.1Contrôle d’activation de la réserve primaire.....	18
III.5.2Transparence .....	19
III.5.3Monitoring .....	19
IV. Décision .....	20

# 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 27 mai 2015. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- la version confidentielle d'un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2015 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 »,
- 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)141023-CDC-1372 du 23 octobre 2014,
- la version publique (non confidentielle) du document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2015 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 »,
- ce même document dans une version incluant l'identification des adaptations .

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre du 27 mai 2015 et des quatre documents précités.

La présente décision comprend quatre parties. La première partie synthétise le cadre légal. La deuxième partie traite des résultats de la consultation et la troisième partie reprend une analyse de la proposition. La quatrième partie contient la décision proprement dite.

La lettre d'ELIA du 27 mai 2015 ainsi que les quatre documents y annexés sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 17 juillet 2015.

////

# I. Cadre légal

1. L'article 37(6), 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, dont le délai de transposition a expiré le 3 mars 2011, dispose comme suit :

*« 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'ajustement, 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 [...]. »*

2. Selon l'article 11 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité »), le Roi établit, après avis de la CREG et en concertation avec le gestionnaire de réseau, un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci. Il résulte de cette disposition que le règlement technique définit notamment :

*« 1° les exigences techniques minimales pour le raccordement au réseau de transport d'installations de production, de réseaux de distribution, d'équipements de clients directement connectés, de circuits d'interconnexion et de lignes directes, délais de raccordement, ainsi que les modalités techniques permettant au gestionnaire du réseau d'avoir accès aux installations des utilisateurs et de prendre ou de faire prendre des mesures relatives à celles-ci lorsque la sécurité ou la fiabilité technique du réseau l'impose, ainsi que les délais de raccordement;*

*2° les règles opérationnelles auxquelles le gestionnaire du réseau est soumis dans sa gestion technique des flux d'électricité et dans les actions qu'il doit entreprendre en vue de remédier aux problèmes de congestion, aux désordres techniques et à la défaillance d'unités de production;*

*3° le cas échéant, la priorité à donner, dans la mesure du possible compte tenu de la sécurité d'approvisionnement nécessaire, aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux unités de cogénération;*

*4° les services auxiliaires que le gestionnaire du réseau doit mettre en place;*

*5° les informations à fournir par les utilisateurs du réseau au gestionnaire du réseau, en ce compris les données relatives au plan de développement;*

*6° les informations à fournir par le gestionnaire du réseau aux gestionnaires des autres réseaux électriques avec lesquels le réseau de transport est interconnecté, en vue d'assurer une exploitation sûre et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté ;*

*7° les dispositions en matière d'information ou d'approbation préalable par la commission de règles opérationnelles, conditions générales, contrat-types, formulaires ou procédures applicables au gestionnaire du réseau et, le cas échéant, aux utilisateurs ».*

3. C'est en vertu de l'article 11 de la Loi Électricité qu'a été adopté 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.

4. L'article 159, § 1<sup>er</sup>, du règlement technique stipule que, sur proposition du gestionnaire du réseau, la CREG approuve et le gestionnaire du réseau publie les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

5. L'article 2 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau exécute les tâches et obligations qui lui incombent en vertu de la loi électricité afin de maintenir et de développer les échanges d'électricité entre les différentes personnes connectées au réseau tout en surveillant, maintenant et, le cas échéant, en rétablissant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

6. L'article 3, § 1<sup>er</sup>, du règlement technique, précise que le gestionnaire du réseau organise la gestion technique des flux d'électricité sur le réseau de transport et accomplit ses tâches afin de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir un équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité à l'aide des moyens dont il dispose, conformément à l'article 8 de la loi électricité. Le gestionnaire du réseau veille à la compensation du déséquilibre global de la zone de réglage, résultant des déséquilibres individuels éventuels des différents responsables d'accès.

7. En vertu de l'article 8 du règlement technique, le gestionnaire de réseau doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau, les responsables d'accès, les fournisseurs de services auxiliaires, ou entre toute autre personne connectée d'une manière ou d'une autre au réseau dans le cadre de ses tâches et obligations, ou services prestés.

8. En vertu de l'article 157, § 2, du règlement technique, le gestionnaire du réseau surveille, maintient et, le cas échéant, rétablit à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. A cette fin, le gestionnaire du réseau active successivement pendant l'exploitation du réseau les moyens dont il dispose, notamment :

1° le réglage primaire de la fréquence ;

2° le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage ;

3° la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, § 2 du règlement technique ; et

4° les adaptations aux programmes journaliers d'accès relatives à des charges offertes au gestionnaire du réseau par les responsables d'accès.

Le § 3 de ce même article ajoute que dans le cas où les modalités visées au § 2 ne permettent pas de rétablir un équilibre entre l'offre et la demande de puissance active dans la zone de réglage, le gestionnaire du réseau commande l'activation de la puissance de réserve tertiaire mise à sa disposition par des tiers, conformément aux dispositions visées au Chapitre XIII du Titre IV du règlement technique.

9. L'article 158 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau active les moyens dont il dispose conformément à l'article 157, § 2, notamment suivant le critère du prix le plus bas.

10. En vertu de l'article 159, § 2, du règlement technique, tous les producteurs dans la zone de réglage dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est supérieure ou égale à 75 MW tiennent leur puissance disponible à disposition du gestionnaire du réseau conformément aux articles 222 et 223 de ce règlement. L'inscription pour cette puissance de réserve est accompagnée d'une offre de prix. Les producteurs dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est inférieure à 75 MW, ainsi que les producteurs actifs dans une autre zone de réglage pour autant que les règles opérationnelles entre les zones de réglage

concernées le permettent, peuvent également, selon les modalités objectives et transparentes définies par le gestionnaire du réseau, mettre à disposition leur puissance quart-horaire disponible.

11. Le chapitre XIII du Titre IV du règlement technique est relatif aux services auxiliaires.

L'article 233 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau évalue et détermine la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage. Il communique pour approbation à la commission sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

L'article 243 du règlement technique précise dans son §1<sup>er</sup> que le gestionnaire du réseau achète la réserve de puissance pour réglage secondaire par procédure de mise en concurrence et/ou par appel d'offres. Le gestionnaire du réseau détermine les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de cette puissance. Le §2 de cet article ajoute que le fournisseur de ce service active la puissance de réserve secondaire sur demande du gestionnaire du réseau.

Selon l'article 249, §1<sup>er</sup>, du règlement technique, le gestionnaire du réseau achète la réserve de puissance pour réglage tertiaire par procédure de mise en concurrence et/ou par appel d'offres. Le gestionnaire du réseau détermine les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de cette puissance. Le §2 de cet article stipule que le fournisseur de ce service active la puissance de réserve tertiaire sur demande du gestionnaire du réseau.

Enfin, l'article 256 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau met en œuvre les moyens dont il dispose conformément au règlement technique, afin de limiter les écarts entre la puissance active effectivement échangée et la puissance active programmée avec les zones de réglage étrangères. Ces écarts sont également appelés déséquilibres quart-horaires.

12. En vertu de l'article 159, §4, du règlement technique, le gestionnaire du réseau publie, chaque jour au moins, les prix des déséquilibres de la veille.

L'article 244, §1<sup>er</sup>, du règlement technique précise que le gestionnaire du réseau détermine et publie conformément à l'article 26 les quantités nécessaires ainsi que les prescriptions techniques relatives à la disponibilité et la fourniture de puissance active pour le réglage secondaire.



L'article 250, §1<sup>er</sup>, du règlement technique ajoute que le gestionnaire du réseau détermine et publie conformément à l'article 26 les quantités nécessaires ainsi que les prescriptions techniques relatives à la disponibilité et la fourniture de puissance active pour le réglage tertiaire.

## II. Consultation

13. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 11 juin 2015.

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 15 juin et le 6 juillet 2015.

14. La CREG a réceptionné trois réponses, adressées respectivement le 18 juin 2015 par Anode et le 6 juillet 2015 par la FEBEG et par Elia.

La CREG souhaite insister sur le fait qu'elle a explicitement demandé sur la page de son site consacrée à la consultation, de recevoir les réponses en français ou en néerlandais, conformément au prescrit légal. Elle ne peut donc pas prendre en compte tel quel le document rédigé en anglais que la FEBEG a joint à sa réponse. Elle prend cependant bonne note de l'existence de ce document, et compte bien l'utiliser dans sa réflexion sur l'évolution du design du marché, notamment dans le cadre de l'intégration plus poussée de la réponse de la demande.

15. Dans la première réponse, Anode déclare qu'elle n'a pas de remarque à formuler sur les modifications proposées.

16. Dans sa réponse, la FEBEG aborde principalement deux sujets : l'information aux responsables d'équilibre et le produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3 DP). Pour ce dernier sujet, la FEBEG aborde les aspects des règles d'activation, de valorisation de la capacité, d'information des responsables d'équilibre et d'enchères à court terme.

Seul ce dernier élément fait partie des sujets sur lesquels porte la consultation de la CREG, à savoir les adaptations apportées aux règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après « règles de marché du balancing ») et le projet de décision de la CREG. Néanmoins, la CREG prend bonne note de l'ensemble des commentaires de la FEBEG. Elle les prendra en considération aussi bien dans ses analyses lors des évolutions des produits et des règles de marché du balancing pour les prochaines années que dans le cadre des nouvelles missions qui lui ont été confiées récemment par le nouvel article 23, §1<sup>er</sup>, alinéa 2, 5° bis, de la loi électricité.

17. Pour ce qui concerne les enchères à court terme, la FEBEG plaide pour une évaluation du besoin du second tour des enchères, et le cas échéant pour le supprimer. La FEBEG argumente que vu l'augmentation de la flexibilité des règles relatives à la R1, un tel second tour ne devrait plus être nécessaire ; il tend de plus à augmenter le coût pour Elia vu que les acteurs du marché doivent couvrir le risque de marché associé à ce second tour.

Sans que cela puisse être considéré comme une évaluation approfondie, la CREG observe que sur les huit enchères mensuelles relatives aux huit premiers mois de 2015, sept enchères se sont déroulées en deux tours. Sur ces sept seconds tours d'enchères, six ont donné lieu à une diminution du prix total par rapport aux résultats du premier tour. Devant la difficulté d'évaluer avec précision l'augmentation de prix occasionnée par la couverture du risque de marché et suite aux observations mentionnées ci-avant, la CREG est d'avis qu'il faut temporairement conserver la possibilité d'avoir recours à un second tour d'enchères.

Elle sera cependant attentive à ce point et continuera régulièrement à évaluer la nécessité de maintenir ce second tour d'enchères.

18. La réponse d'Elia vise le contrôle de l'activation de la réserve primaire (ci-après, R1), la transparence des données de réserve primaire, ainsi que le monitoring de ces données.

19. Pour ce qui concerne le contrôle de l'activation de la R1 pour lequel le projet de décision demande un passage du contrôle par échantillonnage à un contrôle continu, Elia avance deux types d'arguments : le risque de manque de fiabilité des résultats en continu et le risque de forte augmentation de la charge opérationnelle et des litiges.

Le premier argument met en avant que pour des déviations de fréquences inférieures à 20 mHz, qui sont les plus courantes, l'activation de la R1 correspond à un volume (données de 2015) inférieur à 8,3 MW pour l'ensemble des ressources de R1. Ce volume reste donc à répartir entre les différentes ressources fournissant le service et le contrôle impliquerait un volume à mesurer par ressource suffisamment faible pour se retrouver très proche de l'erreur de précision des appareils de mesure. Par contre, Elia affirme que la fiabilité des résultats des contrôles est meilleure pour des écarts de fréquence supérieurs à 40 mHz.

Le second argument concerne la lourdeur du processus actuel et, dès lors, de son extension à un processus de contrôle continu. Il met de plus en avant la difficulté d'isoler l'effet R1 dans la variation de la production des unités, principalement celles qui participent également à la réserve secondaire R2.

20. La CREG prend bonne note de cette remarque et en fait l'analyse suivante.

Pour ce qui concerne le premier argument, la CREG comprend qu'il est illusoire de vouloir contrôler avec précision l'activation de la réserve primaire pour des petits écarts de fréquence. Il lui paraît cependant important de contrôler que les ressources fournissant ce service réagissent à tous les écarts de fréquence, y compris les plus faibles.

Devant la difficulté d'évaluer avec précision la réaction de ces ressources pour les faibles écarts de fréquence, la CREG maintient sa demande de contrôle continu, mais elle est d'avis qu'il convient de faire deux types de contrôles : le contrôle en cas d'écart de fréquence supérieur en valeur absolue à un seuil donné, et le contrôle en cas d'écart de fréquence inférieur en valeur absolue à ce seuil.

Dans le premier cas (grands écarts de fréquence), le contrôle complet et précis doit être effectué, alors qu'un contrôle plus simple pourrait être effectué dans le second cas, par exemple en vérifiant si les ressources participant au service réagissent, et si elles réagissent dans la bonne direction, sans contrôler de manière précise l'amplitude de la réaction.

La valeur du seuil pourrait être fixée entre 30 et 40 mHz.

Pour ce qui concerne le second argument, la CREG estime que la charge de travail pourrait être allégée en apportant les deux améliorations suivantes : d'une part définir la méthode de contrôle de manière précise et détaillée et d'autre part, d'automatiser l'exécution de cette procédure. La formalisation de la procédure de contrôle, par exemple en l'incluant en annexe dans le General Framework R1, permettrait de limiter les recours aux erreurs d'application de la procédure et non à la procédure elle-même. L'automatisation de l'exécution de la procédure de contrôle permettrait également d'alléger la charge de travail.

21. La CREG estime que le contrôle doit être effectué en continu, moyennant la distinction entre petits et grands écarts de fréquence, tel qu'énoncé ci-dessus.

22. Pour ce qui concerne la transparence des données de R1, Elia avance que la publication sur son site web avant la fin de 2015 d'un tableau reprenant les données « 10 secondes » de fréquence, le volume de R1 demandée qui en résulte et le volume total de R1 contractée répond à la demande de la CREG. Elle ajoute qu'elle envisage de publier sur la même page de son site un tableau illustrant l'activation de R1 demandée par MW contracté pour chaque produit R1 en fonction de la fréquence du réseau, ainsi qu'un lien vers la page de son site reprenant les volumes de R1 contractés par produit pour chaque enchère court terme.

23. La CREG estime effectivement que ces publications permettront en effet de rencontrer la demande formulée dans le projet de décision.

24. Pour ce qui concerne le monitoring, Elia affirme que la combinaison des données de fréquence mentionnées ci-dessus, des données de monitoring déjà transmises mensuellement à la CREG sur l'activation quart horaire du réglage primaire par ARP et sur la nomination de R1 contrôlée, ainsi que des formules incluses dans le « General Framework R1 » répond à la demande de la CREG.

25. La CREG est d'avis que ces publications permettront de rencontrer la demande formulée dans le projet de décision.

### **III. Analyse de la proposition**

#### **III.1 Remarques et réserves préliminaires**

26. 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 2016 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.

27. 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)141023-CDC-1372 de la CREG du 23 octobre 2014. 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.

## III.2 Eléments d'appréciation pris en considération

28. 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.

29. 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.

30. 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,
- 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 limitée.

31. 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.

32. 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 terme 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.

33. Vu les volumes de réserves dont dispose ELIA, il serait cependant dangereux que les responsables d'accès (*Access Responsible Parties*, ci-après ARP) puissent considérer la compensation des déséquilibres quart-horaires en Belgique comme une ressource à leur disposition pour respecter leur obligation d'équilibre. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires doit rester dans les circonstances actuelles un outil mis à la disposition du GRT pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge, et il est important qu'il reste une ressource de dernier recours pour les ARP en déséquilibre. Le mécanisme doit être basé sur les règles de marché, tout en empêchant autant que possible le gaming par arbitrage avec le marché spot ou avec le marché intraday.

Cet aspect est principalement pris en charge à travers le tarif de la compensation des déséquilibres quart-horaires. Son approbation relève de l'approbation des tarifs du gestionnaire du réseau et sort du cadre de la présente décision.

34. 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.

35. 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 Centre-Ouest 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 voisins.

### **III.3 Description des évolutions proposées**

36. Les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur deux sujets :

- 1) Introduction des règles concernant la réserve primaire.
- 2) Evolutions relatives à la réserve tertiaire.

## **III.4 Application du cadre légal et des éléments d'appréciation à la proposition**

37. 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 deux sujets décrits ci-dessus.

### **III.4.1 Sujet 1 – Introduction des règles concernant la réserve primaire**

38. ELIA a introduit dans la proposition un ensemble de règles relatives à la réservation et à l'activation de la réserve primaire, similaire dans sa structure aux règles relatives aux réserves secondaire et tertiaire. Précédemment, une partie de ces règles relatives à la réserve primaire était incluse dans la proposition relative aux volumes de réserve et une autre partie dans la proposition relative aux règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

39. La CREG constate que les règles relatives à la réserve primaire, décrites dans les sections 5.2 et 7.2 de la proposition, sont déjà d'application en 2015 et que par souci de cohérence entre types de réserves et de simplification des documents, ELIA a décidé de les regrouper dans ce document. Elles ne constituent donc pas de nouvelles règles, mais la formalisation de règles déjà appliquées.

La CREG observe également que, dans le respect des spécificités des différents types de réserves, les principes qui sous-tendent ces règles sont cohérents avec ceux qui sous-tendent les règles appliquées aux réserves secondaires et tertiaires.

40. En conclusion, la CREG estime que la partie de cette proposition relative à la réserve primaire satisfait aux éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

### **III.4.2 Sujet 2 – Evolutions relatives à la réserve tertiaire**

#### **Introduction d'appels d'offres à court terme pour la réservation d'une partie du volume de réserve tertiaire**

41. Jusqu'à présent, les besoins de réserve tertiaire étaient couverts par des contrats annuels. Dans sa proposition, ELIA divise les volumes de réserve tertiaire à contracter à



partir de 2016 en deux parties : une première partie de minimum 700 MW à contracter sur base annuelle, et une seconde partie de minimum 70 MW à contracter sur base mensuelle.

La première partie (contrats annuels) concerne aussi bien la réserve tertiaire production (R3 production) que la réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3DP) et la réserve tertiaire des prélèvements interruptibles (R3 ICH). La seconde partie (contrats mensuels) concerne la R3 production et la R3DP.

Des contraintes supplémentaires rendent compte des limitations associées aux volumes à contracter pour les produits « R3 production », « R3 DP » et « R3 ICH », telles que définies dans la proposition d'ELIA sur les volumes de réserve pour 2016, sujette à la décision de la CREG (B)20150717-CDC-1423.

La présentation des volumes sous la forme d'un minimum à contracter est destinée à garder de la souplesse pour permettre une optimisation économique aussi bien lors des enchères annuelles que mensuelles, sans se bloquer sur un volume exclusif dont le respect strict pourrait conduire à des solutions économiquement sous-optimales.

L'ensemble de ces volumes couvre les besoins proposés par ELIA et faisant l'objet de la décision de la CREG (B)20150717-CDC-1423.

42. La CREG constate que suite au passage progressif entre 2013 et 2015 d'une contractualisation 100 % annuelle des réserves primaire et secondaire à une contractualisation 100 % à court terme, ELIA entame un processus similaire avec la réserve tertiaire. La première étape de ce passage concerne environ 15% du volume minimum de R3 production et de R3DP.

La CREG constate également le succès de cette évolution pour la R1 et la R2 en termes de coût pour ELIA. Elle remarque également que la contractualisation à court terme de la R3 correspond à une tendance actuelle en Europe et est déjà d'application dans certains pays d'Europe de l'ouest.

La limitation à environ 15% des volumes de R3 contractés à court terme pourrait également permettre à la R3 disponible sur des ressources de plus faible volume d'entrer sur le marché, favorisant ainsi la liquidité de ce marché.

43. La CREG considère donc que cette évolution de la contractualisation pour la R3 constitue un pas dans la bonne direction, que ce soit en matière de prix, de liquidité ou d'intégration dans le marché d'Europe de l'ouest. Elle estime en conséquence que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

## **Contraintes appliquées aux offres de réserve tertiaire**

44. Elia propose, en plus d'offres divisibles ou non divisibles, de permettre également les offres partiellement divisibles.

Cette évolution est destinée à offrir à Elia plus de souplesse dans la définition des « *bidding instructions* », afin d'encadrer les pratiques en matière de définition des offres par les participants.

45. La CREG considère que cette proposition permet d'améliorer la concurrence sur ce marché.

46. De plus, Elia propose pour le produit ICH de standardiser les plages d'heures, en passant de trois plages « *peak* », « *off-peak* » et « *week-end* » à deux plages « *peak* » et « *off-peak* ».

47. La CREG estime que cette standardisation des plages temporelles de définition du produit ICH contribue à augmenter l'attrait du produit pour les acteurs désirant se couvrir, et donc à diminuer le prix des offres relatives à ce produit.

48. En conséquence, la CREG estime que la partie de cette proposition satisfait aux éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

## **III.5 Considérations complémentaires de la CREG**

### **III.5.1 Contrôle d'activation de la réserve primaire**

49. La CREG constate que le contrôle de l'activation de la réserve primaire est faite sur la base d'un échantillon de six déviations de fréquence.

Vu les évolutions technologiques, et notamment dans la disponibilité du matériel informatique, la CREG considère qu'il est souhaitable de passer à un contrôle continu de l'activation de la réserve primaire, comme c'est le cas pour les réserves secondaire et tertiaire, et d'adapter le système de pénalités en conséquence. Les principes développés dans le paragraphe 20 peuvent servir de guide pour en réaliser la mise en œuvre.

Afin de laisser à Elia suffisamment de temps pour la mise en œuvre, la CREG demande que celle-ci soit effective pour le 1<sup>er</sup> janvier 2017.

### **III.5.2 Transparence**

50. La section 8 de la proposition décrit les règles régissant la publication d'informations au marché dans le cadre de la transparence.

51. La CREG constate que les activations des réserves secondaire et tertiaire sont publiées sur le site d'ELIA, mais qu'aucune publication n'y est faite concernant les activations de réserve primaire. Elle estime nécessaire de faire évoluer la transparence en ce sens.

52. Dans la réponse à la consultation (voir paragraphe 22), ELIA apporte des précisions sur les publications qu'elle compte mettre en œuvre sur son site web d'ici fin 2015 pour la transparence des données relatives à la fréquence du système et à la R1.

53. La CREG estime que cette publication est actuellement satisfaisante pour ce qui concerne la transparence de la R1.

### **III.5.3 Monitoring**

54. La section 9 de la proposition décrit les règles régissant la transmission par ELIA à la CREG des données permettant à celle-ci d'exercer son contrôle sur le fonctionnement du marché.

55. Etant donné les considérations énoncées dans la section précédente concernant la transparence des données relatives au réglage primaire, les données déjà transmises à la CREG dans le cadre du monitoring de la R1 ainsi que des formules incluses dans le « General Framework R1 », la CREG estime que lorsqu'ELIA publiera les données de transparence sur son site web, elle disposera des données de base pour le monitoring de la réserve primaire.

## **IV. 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, § 1<sup>er</sup>.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2015 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 27 mai 2015.

Vu la consultation organisée par la CREG entre le 15 juin et le 6 juillet 2015 à propos de son projet de décision.

Considérant l'analyse des réponses à la consultation, reprise au titre II de la présente décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement en 2015 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre I de la présente décision et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre II.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre III.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, § 1<sup>er</sup>, du règlement technique.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre III.5 de la présente décision.

La CREG rappelle 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.

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

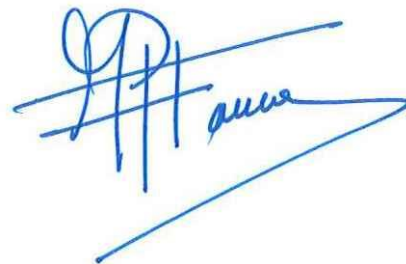
\*\*\*\*

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

i.o.



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction

# Consultation

Conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG a organisé une consultation sur un projet de décision du Comité de direction de la CREG relatif à une proposition d'Elia.

Ce projet concerne la demande de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR d'approbation de **l'adaptation** des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Textes du projet de décision sur lequel porte la consultation :

[- Projet de décision](#)

Proposition d'Elia sur laquelle porte le projet de décision :

[- Lettre d'ELIA du 27 mai 2015 \(seulement en néerlandais\)](#)

[- Proposition d'ELIA en mode standard](#)

Document complémentaire :

[- Proposition d'ELIA en mode suivi des modifications par rapport aux règles actuellement en application](#)

Réponses reçues :

- [de Anode](#)

- [de la FEBEG](#)

- [d'ELIA](#)