



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tel.: 02/289.76.11  
Fax: 02/289.76.09

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

### **DECISION**

**(B)130704-CDC-1252**

concernant

*'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur en partie le 1<sup>er</sup> octobre 2013 et intégralement le 1<sup>er</sup> janvier 2014'*

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

Le 4 juillet 2013

# 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)<sup>1</sup>, la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant les règles de fonctionnement d'un marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires pour entrée en vigueur en partie le 1<sup>er</sup> octobre 2013 et intégralement le 1<sup>er</sup> janvier 2014.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 31 mai 2013.

La proposition d'ELIA est constituée des documents joints à la lettre du 31 mai 2013. Ces documents consistent en la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2013 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 », à laquelle sont jointes quatre annexes répartissant en quatre thèmes respectivement les modifications proposées par rapport aux règles actuelles, à savoir :

- l'introduction de la contractualisation à court terme des réserves primaire et secondaire pour une période s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2014,
- les modalités relatives à la réserve tertiaire offerte par les unités de production à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014,
- l'introduction de la possibilité de contractualiser de la réserve tertiaire des services d'ajustement de profil à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014,
- la prolongation de la participation de la zone de réglage belge au foisonnement IGCC, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2013.

ELIA a également joint un rapport sur la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC après sept mois de participation (octobre 2012-avril 2013). Ce rapport ne fait pas partie de la proposition.

La présente décision comprend quatre parties. La première partie synthétise le cadre légal et

---

<sup>1</sup> Moyennant les réserves exposées ci-après sous le Titre I.

la deuxième partie traite de la consultation préalable. La troisième partie reprend une analyse de la proposition et la quatrième partie contient la décision proprement dite.

La lettre d'accompagnement d'ELIA du 31 mai 2013 et la proposition d'ELIA ainsi que le rapport sur la participation à l'IGCC annexés à cette lettre sont joints en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 4 juillet 2013.

///

# 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 (ci-après : la directive 2009/72), dont le délai de transposition est expiré depuis le 3 mars 2011, prévoit que :

*« 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 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 : 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° l'activation du réglage primaire de la fréquence conformément à la disposition visée au Chapitre XIII du Titre IV ;

2° le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage, conformément aux dispositions visées au Chapitre XIII du Titre IV ;

3° la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, §2 ; 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.

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. 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.

13. Au vu de la directive 2009/72 qui est entrée en vigueur depuis le 3 septembre 2009 et des compétences renforcées qu'elle octroie aux autorités de régulation nationales dont la fixation et/ou l'approbation des conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, la CREG émet des réserves quant à la validité juridique formelle du règlement technique, qui a été adopté sur avis de la CREG.

## II. CONSULTATION PREALABLE

14. En vertu de l'article 23, § 2*bis*, de la Loi électricité, les entreprises d'électricité doivent avoir la possibilité, préalablement à la prise d'une décision les concernant, de faire valoir leurs commentaires ; le règlement d'ordre intérieur de la CREG (ci-après, le « ROI ») doit expliciter ce principe.

Afin d'établir un équilibre entre la possibilité, pour les entreprises d'électricité, de faire valoir leur point de vue, et l'efficacité de la CREG dans la réalisation de ses missions, le ROI a prévu des exceptions à l'obligation de consultation, et notamment l'exception suivante : le comité de direction peut considérer qu'il n'est plus nécessaire de soumettre le projet de décision à une consultation lorsque les entreprises d'électricité concernées ont eu l'occasion de faire valoir leur point de vue, de manière effective, à un stade antérieur de la procédure (art. 8, § 1<sup>er</sup>, al. 3, ROI).

S'agissant des modifications des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, il s'avère que l'essentiel de la proposition d'ELIA a été discuté avec les entreprises intéressées, dans le cadre d'un Groupe de travail ad hoc « *balancing* » du Users' Group d'ELIA. Il ne s'agit pas à proprement parler d'une consultation, mais bien de réunions de concertation, au cours desquelles les personnes intéressées peuvent librement faire valoir leur point de vue ; celui-ci est repris dans un procès-verbal de réunion, approuvé ultérieurement. On peut donc considérer qu'en vertu de cette concertation, les entreprises d'électricité concernées, présentes ou invitées, ont pu faire valoir leur point de vue de manière effective.

Selon le ROI, lorsque la CREG n'est pas l'initiatrice de la consultation, le Comité de direction doit s'assurer que l'ensemble des documents et informations y relatifs lui ont été transmis. À cet égard, ELIA a renvoyé au contenu de son site internet, dont il ressort que l'ensemble des pièces relatives aux réunions de concertation intervenues (ordre du jour ; présences ; documents de support des présentations ; compte-rendu des discussions) y sont effectivement disponibles.

Il en résulte qu'en vertu du ROI, une consultation des entreprises d'électricité concernées sur la présente décision n'était plus nécessaire.

## **III. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

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

15. La CREG constate avec satisfaction la manière dont ELIA a mené pendant le premier semestre de 2013 au sein de son Users' Group et dans des réunions annexes la concertation sur l'évolution des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Elle a en outre pris note des remarques positives exprimées par plusieurs acteurs du marché sur cette manière de procéder.

La CREG insiste sur l'importance de continuer dès à présent la concertation pour continuer à faire évoluer les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, notamment dans le cadre de la plateforme *bid ladder* d'ELIA actuellement en cours d'élaboration.

16. 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 2014<sup>2</sup> 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.

17. 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 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 proposition ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

### **III.2. Éléments d'appréciation pris en considération**

18. Sur la base des textes légaux présentés sous le titre I, un certain nombre d'éléments

---

<sup>2</sup> Décision (B)130626-CDC-1248 de la CREG du 26 juin 2013.

d'appréciation ont été pris en considération pour élaborer la présente décision. Ces éléments d'appréciation sont analysés ci-après.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. 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**

26. Comme mentionné dans l'introduction, ELIA a réparti les évolutions proposées en quatre thèmes. Cette classification a été gardée ci-dessous pour décrire les évolutions des règles dans la proposition d'ELIA.

### **III.3.1. Thème 1 – Introduction de la contractualisation à court terme de réserve primaire et secondaire pour l'année 2014**

27. Pour 2014 spécifiquement, ELIA propose que les besoins de réserve primaire et secondaire soient couverts en partie par des produits court terme, c'est-à-dire des produits dont la maturité est égale à maximum un mois.

Pour 2014 spécifiquement, les appels d'offres annuels seront donc complétés par des appels d'offres à plus court-terme pour réserver les produits court-terme. Les appels d'offre relatifs à une période « P » seront organisés au plus tôt au début de la période « P-1 ».

La fourchette de volume cible des produits court terme est de 20 à 30% de la somme du volume total de la réserve secondaire et du volume du produit « symétrique 100 mHz » de la réserve primaire. Le volume finalement couvert par les produits court terme sera déterminée par les résultats successifs de l'appel d'offres annuel et des appels d'offre court terme.

28. La sélection des puissances de réglage est réalisée sur base économique, dans le cadre d'une co-optimisation de la sélection des offres pour le réglage primaire et le réglage secondaire, ces offres pouvant être liées entre elles.

La sélection annuelle vise à minimiser le coût total de réservation de puissance de réglage primaire et secondaire achetée annuellement, tout en respectant les contraintes relatives aux offres d'un fournisseur potentiel et la possibilité de les diviser ou non, ainsi que la fourchette cible de volume à couvrir par les produits court-terme, et au minimum les besoins approuvés par la CREG dans sa décision 1248<sup>3</sup>.

29. En terme de monitoring de l'appel d'offre court terme, ELIA prévoit d'ajouter une section du rapport de monitoring et de compléter les données envoyés mensuellement à la CREG. Elle prévoit d'y inclure le volume contracté via les appels d'offre court-terme par ARP et par type de produit, ainsi que le prix moyen contracté via les appel d'offre court terme par ARP et par type de produit.

ELIA prévoit également de fournir à la CREG les données concernant le détail des offres.

---

<sup>3</sup> Décision de la CREG (B)130626-CDC-1248 du 26 juin 2013 relative à la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014.

30. La reconduction éventuelle de tels produits court-terme et appels d'offres court-terme pour les volumes de réserves à fournir après 2014 fera le cas échéant l'objet d'une nouvelle proposition.

31. Cette évolution vers les produits court terme a fait l'objet de consultations approfondies entre la CREG, les producteurs, le cabinet du Secrétaire d'Etat à l'Energie et ELIA au premier trimestre de 2013, à l'initiative du SPF Economie.

### **III.3.2. Thème 2 – Modalités de la réserve tertiaire basée sur la production, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014**

32. Le deuxième thème concerne une évolution des règles concernant la réserve tertiaire production (ci-après « R3 production »), c'est-à-dire la réserve tertiaire réservée qui correspond à une augmentation de la production d'un responsable d'accès. La proposition contient principalement une évolution des règles actuelles selon les principes suivants :

- Au niveau de la réservation suite à l'appel d'offres annuel, la sélection des offres de R3 production est faite par mise en concurrence avec les offres de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (voir thème 3).
- Les offres d'activation sont faites par unité. Le prix de ces offres est libre et rémunéré selon un système de type « *pay as bid* ». Ce prix peut être redéfini en *intraday* jusqu'une heure avant le temps réel.
- Un marché secondaire d'échange de R3 production est mis en place afin de permettre aux fournisseurs de continuer à assurer leurs engagements contractuels en cas de perte ou de maintenance d'unité, et afin de favoriser une utilisation économique optimale des ressources disponibles pour la fourniture de réserves jusqu'en J-1.
- Un nouveau système incitant au respect de la disponibilité contractuelle tout en facilitant les échanges standards sur le marché secondaire est introduit dans le mécanisme de pénalité pour non-disponibilité appliqué aux fournisseurs de réserve tertiaire production. Le contrôle s'effectue *ex post* par quart d'heure, en vérifiant que les volumes des offres en J-1 sont au moins égaux aux volumes contractuels, en tenant compte des transferts via le marché secondaire. Si ce n'est pas le cas, une pénalité est appliquée par quart d'heure et MW manquant. Une limitation est prévue sur les montants totaux mensuels et annuels des pénalités.

### **III.3.3. Thème 3 – Introduction de la possibilité de contractualisation de réserve tertiaire des services d’ajustement de profil, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014**

33. Le troisième thème introduit un nouveau type de réserve tertiaire, les services d’ajustement de profil (ci-après « R3 DP »). Ce nouveau produit a été créé pour mieux exploiter la flexibilité de la demande, y compris la flexibilité apportée par des diminutions de charges connectées aux réseaux de transport, de transport local, de transport régional ou de distribution. Ce produit est également ouvert à d’autres sources de flexibilité, comme des injections.

Le produit R3 DP est défini par un certain nombre de paramètres fixes, à savoir le nombre maximum d’activations par an, la durée maximum d’une activation et la durée minimum entre deux activations successives. Ces paramètres sont fixés dans les conditions d’appel d’offres.

34. Les offres de réservation sont faites sur base annuelle et peuvent être spécifiées avec un certain degré de flexibilité : différence entre *peak* et *off peak*, offre divisible ou non, contraintes spécifiques à l’offre ou contraintes liant différentes offres entre elles.

L’acceptation d’une offre par ELIA est conditionnée à l’accord explicite et sans réserve de pré-qualification donné par les gestionnaires des réseaux auxquels sont connectés les injections ou prélèvements dont le profil est susceptible d’être ajusté.

La sélection des offres par ELIA au niveau de la réservation se fait par mise en concurrence des offres de R3 production et des offres de R3 DP. Cette sélection est opérée de façon à ce que le volume sélectionné couvre le volume nécessaire défini dans la décision sur les volumes<sup>4</sup> au prix global le plus bas possible, en tenant compte des conditions de réservation relatives aux offres et des résultats du processus de pré-qualification auprès des gestionnaires de réseau concernés.

La réservation des offres sélectionnées est rémunérée selon un système « *pay as bid* ».

---

<sup>4</sup> Pour 2014, les volumes sont fixés à 400 MW pour l’ensemble des deux produits R3 production et R3 DP, avec un maximum de 400 MW de R3 production et de 50 MW de R3 DP. Cette limite de 50 MW est ramenée à 45 MW si ELIA contracte avec seulement deux fournisseurs de R3 DP et à 40 MW si ELIA contracte avec seulement un fournisseur de R3 DP. Voir décision de la CREG (B)130626-CDC-1248 du 26 juin 2013 relative à la demande d’approbation de la méthode d’évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014.

Le contrôle de la disponibilité est effectué *ex post* par quart d'heure, sur base des données fournies par les gestionnaires de réseau concernés. Les contrôles visent à vérifier que la puissance mise à disposition sont au moins égaux aux volumes contractés. La puissance mise à disposition est égale à la différence entre la puissance mesurée et un seuil minimum que l'activation ne peut pas dépasser (cas d'un prélèvement, à adapter de manière cohérente pour une injection).

Une pénalité incitative est appliquée si la puissance mise à disposition n'est pas conforme. La pénalité annuelle maximale (réservation et activation confondues) est limitée aux revenus totaux par an.

35. L'activation de l'offre d'un fournisseur de R3 DP est toujours réalisée pour l'ensemble de la puissance contractée par ce fournisseur. Elle est toujours effectuée dans le sens d'une augmentation d'injection ou d'une diminution de prélèvement. Elle n'est pas rémunérée.

36. Le contrôle de l'activation vérifie si la puissance activée par le fournisseur est au moins égale à la puissance contractée, tout en tenant compte du temps admis pour l'activation. Il est effectué sur base des données fournies par les gestionnaires de réseau concernés. La puissance activée par le fournisseur est définie comme la différence entre une puissance de référence et la puissance mesurée. La puissance de référence est égale à la moyenne de la puissance mesurée pendant le quart d'heure précédent.

Si la puissance mesurée n'est pas conforme, une pénalité d'activation, égale au prix de réservation par MW et par activation possible, est appliquée à chaque MW manquant. Si ELIA constate systématiquement que les activations ne sont pas conformes, le fournisseur peut être exclu du service de R3 DP jusqu'à ce qu'il démontre qu'il est à nouveau capable de fournir ce service selon les dispositions contractuelles. Pendant la période d'exclusion, le fournisseur de R3 DP n'est pas rémunéré pour la réservation.

37. Le nombre d'activations de la R3 DP par an est limité, tout comme le nombre d'activations de la réserve tertiaire sur les prélèvements interruptibles (ci-après « R3 ICH »).

#### **III.3.4. Thème 4 – Prolongation du foisonnement IGCC pour une période commençant le 30 septembre 2013 pour une durée indéterminée**

38. La *Grid Control Cooperation* (ci-après « GCC ») est une coopération entre GRT allemands. Elle vise à optimiser la fourniture et l'activation du réglage secondaire automatique. Elle se base sur la constatation que les réglages des différentes zones de

réglage allemandes agissent souvent dans les directions opposées. Elle tend à équilibrer entre ces zones de réglage le déploiement des réserves agissant en sens opposé, sous les conditions que les flux de puissance qui en résultent n'entraient pas l'accès au réseau et ne mettent pas en danger la sécurité du réseau.

La GCC se compose de quatre modules, dont le premier concerne la réduction des déploiements de réserve en sens opposés.

La décision a été prise par les promoteurs du projet GCC de laisser ouverte la possibilité de participation d'autres zones de réglage **au module 1**, ce qui est connu sous le nom *International Grid Control Cooperation* (ci-après « IGCC »).

Dans un premier temps, la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC a été prévue pour une période de test d'un an commençant le 1<sup>er</sup> octobre 2012 et la CREG a approuvé les propositions d'ELIA relatives à cette participation dans sa décision 1188<sup>5</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 31 décembre 2012 et dans sa décision 1214<sup>6</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 30 septembre 2013.

39. Dans la présente proposition, ELIA propose de continuer la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC au-delà de la période de test d'un an, sans limite de temps. Elle précise par ailleurs qu'un nouveau module d'optimisation en cours de test sera déployé dans les mois à venir. Ses évolutions portent sur un partage au pro rata entre TenneT NL et ELIA de la capacité à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne, ainsi que sur la possibilité de réduction des déploiements de réserve en sens opposés par TenneT NL et ELIA lorsque la capacité à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne est nulle.

40. ELIA joint à sa proposition un rapport sur le fonctionnement de l'IGCC en Belgique pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 avril 2013.

---

<sup>5</sup> Décision (B)120906-CDC-1188 de la CREG du 6 septembre 2012 relative à « la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant une modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires pour l'année 2012, pour application à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2012 »

<sup>6</sup> Décision (B)121213-CDC-1214 de la CREG du 13 décembre 2012 relative à « la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant une modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, - Entrée en vigueur le 1er janvier 2013 », pour une période allant jusqu'au 30 septembre 2013 »

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

41. Etant donné que le base des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaire 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 selon les quatre thèmes décrits ci-dessus.

### **III.4.1. Thème 1 – Introduction de la contractualisation à court terme de réserve primaire et secondaire pour l'année 2014**

42. Au cours du premier semestre de 2012, des discussions ont eu lieu entre la CREG, la Direction Energie du SPF Economie, Elia et les producteurs.

Les producteurs y ont affirmé que les enchères organisées sur base annuelle pénalisent le système, principalement pour deux raisons. D'un côté, les enchères annuelles qui se déroulent en mai-juin de l'année précédente, sont fort éloignées de la période pour laquelle les volumes réservés sont offerts. Cela induit pour les fournisseurs des incertitudes supplémentaires sur les prix et un manque à gagner qui correspond à la « *time value* » de l'option. Ces deux éléments ont pour conséquence une augmentation du prix des offres de réservation. D'un autre côté, ces enchères couvrent une période de réservation d'un an qui est pénalisante vu la disponibilité de 100% exigée pour les offres. Une période plus courte qu'un an et donc des enchères plus fréquentes permettraient aux fournisseurs de prendre mieux en compte la connaissance à plus court terme de la disponibilité des unités dans leur portefeuille, ce qui diminue leur risque et a impact favorable sur les prix des offres.

Les discussions de 2012 n'ont pas mené à une évolution à court terme, vu notamment le contexte légal entourant les suites possibles de l'appel d'offres annuel d'ELIA.

Au début de l'année 2013, de nouvelles discussions ont eu lieu à l'initiative de la Direction Energie du SPF Economie entre des représentants du Ministre, de la CREG, d'ELIA et des producteurs. Ces discussions ont amené ELIA à proposer des enchères court terme pour la R1 et la R2 en 2014, pour un volume se situant dans la fourchette définie au paragraphe 27 ci-dessus.

43. L'introduction de produits court terme favorise une ouverture du marché des réserves R1 et R2 pour lesquelles ils sont introduits. En effet, les enchères court terme devraient

permettre aux fournisseurs potentiels de service qui ont peu de ressource physiques dans leur portefeuille de remettre offre pour des périodes de durée plus limitée qu'une année, et pour lesquelles ils peuvent mieux gérer leur risque d'indisponibilité.

La CREG estime que cette amélioration de l'ouverture du marché et de sa liquidité devrait avoir un impact positif sur le fonctionnement du marché des ressources destinées à la compensation des déséquilibres quart horaires et sur la sécurité d'exploitation du système.

De plus, l'introduction des produits court terme devrait conduire à une diminution des prix de réservation (toutes choses étant égales par ailleurs). En effet, d'une part, une augmentation de la concurrence sur ce marché devrait favoriser une diminution des prix. D'autre part, un rapprochement entre la date des enchères et la période d'activation des produits également avoir un double impact à la baisse sur le prix de réservation puisqu'il diminue l'incertitude du fournisseur sur les prix de marché et qu'il diminue la durée de la période pendant laquelle s'applique le « *time value* » de l'option.

Cependant, la CREG est consciente du fait qu'une répartition entre produits annuels et produits court terme peut conduire à une solution suboptimale par rapport à une mise aux enchères de l'ensemble du volume par des produits court terme. Elle estime cependant que par prudence en matière de sécurité d'exploitation et de contrôle des coûts, il convient de prévoir une étape intermédiaire d'une ou plusieurs années qui permettra à la CREG et à ELIA de vérifier que les enchères court terme permettent à ELIA de continuer à disposer en permanence du volume nécessaire à un prix raisonnable.

44. La CREG estime que la partie de cette proposition concernant l'introduction de produits court terme satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

Elle conditionne cependant la prolongation de l'introduction de produits court terme de R1 et/ou R2 pour les exercices 2015 et ultérieurs à un examen favorable des résultats des enchères court terme observés durant le premier semestre 2014, qu'elle réalisera au cours de l'été 2014.

### **III.4.2. Thème 2 – Evolution des modalités de la réserve tertiaire basée sur la production, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014**

45. L'évolution des modalités relatives à la réserve tertiaire sur les unités de production (R3 production) répond à une triple considération.

L'introduction de la contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil nécessite d'adapter la part des besoins d'ELIA en réserve tertiaire R3 contractée attribuée à chaque type de ressources de R3. Ce point sera traité dans la section ci-dessous relative au thème 3.

Par ailleurs, ELIA a introduit une obligation de fourniture pour la réserve R3 production. Il est donc important que les fournisseurs qui ont contracté de la R3 production avec ELIA respectent la disponibilité contractuelle de ce produit. ELIA a prévu deux mesures destinées à favoriser ce respect de la disponibilité contractuelle : d'un côté l'introduction d'un marché secondaire *day ahead* de la R3 production, et d'autre part la mise en place d'un nouveau système de pénalités. Ces deux mesures sont proches dans leur principe de l'introduction du marché secondaire *day ahead* et d'un nouveau système de pénalités pour les réserves R1 et R2 en 2013<sup>7</sup>.

La CREG considère que l'introduction de l'obligation contractuelle d'offre de la réserve R3 production, associée à l'introduction du marché secondaire *day ahead* et au nouveau système de contrôle et de pénalités en cas de non-respect de cette obligation, contribuent à la sécurité de la zone de réglage. De plus, la mise en œuvre d'un marché secondaire contribue à ouvrir le marché de la réserve R3 aux producteurs ayant un petit nombre d'unités de production dans leur portefeuille, et diminue le risque financier lié à l'obligation d'offre.

Enfin, ELIA propose que les prix des offres d'activation soient libres et adaptables en *intraday* jusqu'à une heure avant le temps réel (H-1).

La CREG estime que cette mesure est de nature à permettre au fournisseur de mieux s'adapter aux conditions de marché et devrait donc avoir un impact positif sur le prix des offres de réservation.

Elle estime également que cette mesure favorise un meilleur fonctionnement de marché dans la mesure où elle permet d'obtenir une progression des prix d'activation des différents types de réserves qui ne soit pas limitée artificiellement, et ainsi de donner aux ARP des signaux de prix plus adéquats les incitant au respect de leur équilibre.

46. La CREG estime que la partie de cette proposition concernant les modalités relatives à

---

<sup>7</sup> Voir décision (B)120628-CDC-1163 de la CREG du 28 juin 2012 relative à la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires - Entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

la R3 production satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

### **III.4.3. Thème 3 – Introduction de la possibilité de contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014**

47. La contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil via le nouveau produit R3 DP est un pas important dans l'amélioration de l'accès d'ELIA à la flexibilité disponible dans la zone de réglage belge. La CREG estime que l'amélioration de cet accès d'ELIA à la flexibilité est importante pour la sécurité d'exploitation du système et que l'arrivée dans le marché de nouveaux acteurs donnant accès à des ressources qu'aucun acteur n'avait jusqu'alors proposées est une étape importante dans le sens de l'ouverture du marché.

Le produit proposé par ELIA est en effet un produit ouvert, dans la mesure où il se destine aussi bien à l'ajustement de profil des injections que des prélèvements, et qu'une offre peut aussi bien agréger des injections et/ou prélèvements connectés au réseau d'ELIA qu'à ceux des gestionnaires des réseaux de distribution.

Il s'inscrit dans le prolongement d'un projet pilote mis en œuvre par ELIA en 2013 avec l'agrégateur REstore et qui a fait l'objet d'un retour d'expérience vers le marché notamment lors de réunions du Users' Group d'ELIA.

La conception du produit, avec une rémunération de la réservation et sans rémunération de l'activation, couplée à quelques paramètres limitant les possibilités d'activation par ELIA, en fait un produit atypique dans le marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires. Son public cible est large, car il va d'injections ou de prélèvements uniques à des portefeuilles agrégeant des injections et/ou des prélèvements, à tous les niveaux de tension.

Dans cette mesure, la CREG estime qu'il permet une ouverture du marché des ressources destinées à la compensation des déséquilibres quart horaires.

48. Il est important que l'activation par ELIA de ressources R3 DP connectées aux réseaux des gestionnaires de réseaux de distribution (ci-après « GRD ») ne provoquent pas de problèmes d'exploitation dans ces réseaux. C'est pourquoi ELIA, en concertation avec les GRD, a prévu au niveau de la réservation une procédure de pré-qualification au cours de laquelle aussi bien ELIA que les GRD peuvent rejeter certains points d'injection et/ou de prélèvement inclus dans des portefeuilles d'offres R3 DP et posant des problèmes

d'exploitation dans leur réseau au-delà d'un certain volume activé.

La CREG estime que cette pré-qualification, dès lors qu'elle vise à éviter des problèmes d'exploitation, contribue à la sécurité d'exploitation des réseaux dans la zone de réglage belge. Elle permet également à ELIA d'avoir accès aux ressources décentralisées pré-qualifiées par les GRD pour l'aider à équilibrer son réseau.

49. La réservation du produit se fait par mise en concurrence avec le produit R3 production.

Le problème se pose de savoir comment répartir les besoins en réserve R3 d'ELIA entre les différents produits (R3 production, R3 DP, R3 ICH). Les années précédentes, le volume était réparti entre la R3 production (400 MW) et la R3 ICH (261 MW).

Dans la mesure où l'on veut promouvoir la participation de la demande aux réserves et à la compensation des déséquilibres quart horaires, la CREG estime qu'il est logique de ne pas mettre en concurrence la R3 DP avec la R3 ICH, et donc de la mettre en concurrence avec la R3 production.

ELIA propose que la sélection des offres de réservation des deux produits R3 production et R3 DP se fasse sur la base d'une optimisation économique sous contraintes, c'est-à-dire en visant le prix de réservation le plus bas, tout en respectant les différentes contraintes définies. En plus des contraintes de réservation relatives à chaque offre, ces contraintes reviennent à obtenir 400 MW de réserve, avec un maximum de 50 MW de R3 DP si au moins les offres de trois fournisseurs de R3 DP sont sélectionnées. Afin de favoriser une certaine diversité dans la sélection des offres de R3 DP, le maximum est ramené à 45 MW si seuls les offres de deux fournisseurs sont sélectionnées et à 40 MW si les offres d'un seul fournisseur de R3 DP sont sélectionnées.

Les offres de R3 DP retenues doivent de plus porter sur des points d'injections et/ou de prélèvement qui ont passé favorablement l'étape de pré-qualification auprès des gestionnaires de réseaux, y compris aux gestionnaires des réseaux de distribution pour les points d'injection et/ou de prélèvement situés dans ces réseaux.

La CREG estime que cette manière de procéder à la réservation de R3 production et de R3 DP est une manière d'ouvrir le marché de la R3 à la participation de la demande (en plus de la R3 ICH) et aux ressources décentralisées.

50. Un élément important est l'impact sur le périmètre d'équilibre de l'ARP de l'activation du produit R3 DP qu'il n'a pas lui-même offert. Cet impact se décline selon trois axes : la responsabilité d'équilibre, la réaction de l'ARP suite à la modification de son périmètre d'équilibre, et le problème de la valorisation de l'énergie effacée par l'activation.

La CREG estime que les éléments liés à la responsabilité des ARP lors de l'activation par ELIA de produits R3 DP relatifs à des injections et/ou prélèvements présents dans leur portefeuille doivent être réglés explicitement dans le contrat ARP.

Par ailleurs, la CREG estime qu'il ne convient pas qu'un ARP compense par une contre-activation l'activation par ELIA de ressources R3 DP qui ont un impact sur son déséquilibre et qu'ils n'aurait pas lui-même offertes. Pour éviter toute contre-activation, il est nécessaire qu'ELIA informe l'ARP au plus tôt (quelques minutes) après l'activation de R3 DP de l'impact de cette activation sur son équilibre. Ce problème doit également être traité dans le cadre du contrat ARP.

Enfin, nulle part dans la proposition, ELIA ne propose de corriger le périmètre d'équilibre de l'ARP du volume des éléments de produits R3 DP présents dans son portefeuille d'équilibre et activés par ELIA.

Actuellement, l'activation du produit R3 DP est toujours orientée dans le sens d'une diminution du prélèvement ou d'une augmentation de l'injection. Comme ce produit ne sera pas activé par ELIA en début de liste d'appel, son activation aura lieu lors de périodes où la zone est en fort déséquilibre négatif, autrement dit où les injections dans la zone seront très insuffisantes par rapport aux prélèvements. Durant ces périodes, le prix marginal des autres ressources activées sera élevé, puisque toutes les ressources de R3 production auront été activées avant qu'ELIA n'active la R3 DP.

L'absence de correction du périmètre d'équilibre des ARP concernés revient à associer à chacun de ces ARP un revenu résultant de l'impact de l'activation de R3 DP sur son déséquilibre. Cet impact va dans le sens d'une diminution du déséquilibre négatif ou d'une augmentation du déséquilibre positif de son portefeuille résultant de l'activation du produit R3 DP. Le revenu associé est le résultat de l'application du tarif de déséquilibre lorsque la zone de réglage est courte (c'est-à-dire le tarif de déséquilibre le plus élevé) appliqué à l'impact (en MW) de l'activation de R3 DP sur le déséquilibre de son portefeuille.

La CREG estime que le risque de prix du responsable d'équilibre est faible vu ce qui a été

mis en évidence ci-dessus. Au contraire, suite à cette absence de correction de son déséquilibre, l'ARP recevra une compensation substantielle à travers le tarif de déséquilibre. Dans le cas d'un effacement de demande, cette compensation est destinée au fournisseur associé à l'ARP et qui fournit les clients finaux dont la demande est effacée par l'activation de R3 DP. En effet, ce fournisseur a acheté de l'énergie pour fournir la demande effacée, mais cette fourniture ne donne lieu à aucune mesure puisque la demande correspondante a été effacée, et donc à aucune rémunération du fournisseur par son client. L'absence de correction du déséquilibre de l'ARP compense au tarif de déséquilibre cette fourniture non mesurée.

Etant donné ce qui précède, la CREG estime que le risque financier de l'ARP/fournisseur est faible. Elle est également d'avis que le risque financier lié à une activation de R3 DP par ELIA lorsque la zone est longue, et donc le tarif de déséquilibre nettement moins favorable, est également faible.

Dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau produit R3 DP, la CREG estime que vu le manque d'expérience aussi bien d'ELIA que des acteurs du marché, la proposition d'ELIA constitue à court terme une approche équilibrée et non discriminatoire pour les différents types d'acteurs du marché. Cette position de la CREG sera revue à la lumière des premiers enseignements tirés de la mise en œuvre du produit.

51. En conséquence, la CREG estime que cette partie de la proposition satisfait les éléments d'appréciation.

La CREG demande cependant à ELIA de lui proposer les adaptations nécessaires du contrat ARP. Elle se prononcera sur ces adaptations dans la décision relative à cette proposition d'ELIA.

52. Par ailleurs, la CREG estime qu'il convient de rester prudent dans la mise en œuvre d'un tel produit. Il s'agit d'un produit novateur, qui a un impact non seulement sur le fournisseur de service d'ajustement de profil et son client, mais également sur d'autres acteurs, qu'ils exercent au niveau du réseau d'ELIA ou au niveau des réseaux de distribution. La CREG est donc d'avis qu'il faut pouvoir mettre à profit les premiers enseignements qui se dégageront de la mise en œuvre du produit à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014 avant de poursuivre. En conséquence, la CREG préfère limiter la période de mise en œuvre d'un tel produit aux années 2014 et 2015.

#### **III.4.4. Thème 4 – Prolongation du foisonnement IGCC pour une période commençant le 30 septembre 2013 pour une durée indéterminée**

53. ELIA a annexé à sa proposition un rapport relatif à la participation à l'IGCC pendant la période s'étendant d'octobre 2012 à avril 2013.

Ce rapport conclut que, pendant cette période, les attentes minimales vis-à-vis de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC sont rencontrées, à savoir une amélioration de la qualité de l'ACE<sup>8</sup>, une diminution globale de l'énergie activée en réglage secondaire et l'absence de conséquences défavorables sur le plan financier.

Les évolutions prévues en matière d'utilisation plus optimale des capacités aux frontières devrait encore renforcer ce bilan positif.

54. La CREG est d'avis que la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC présente globalement de nombreux avantages.

Tout d'abord, elle est un pas important dans l'intégration du marché belge des ressources automatiques destinées à la compensation des déséquilibres dans un marché beaucoup plus large au niveau européen. Ainsi, elle favorise une meilleure ouverture du marché de la réserve R2.

Par ailleurs, comme mentionné dans le rapport, elle constitue une amélioration de la sécurité d'exploitation. Elle permet en outre à ELIA de disposer de plus de flexibilité dans l'exploitation de la zone de réglage belge.

Enfin, elle a pour conséquence une diminution du coût d'activation du réglage pour ELIA, et donc une diminution du tarif appliqué aux déséquilibres.

55. Par ailleurs, la CREG considère que toute future modification de l'algorithme de l'IGCC constitue une modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires.

La CREG demande donc à ce que le principe de chaque modification lui soit soumis en temps utile dans le cadre de l'article 159, §1<sup>er</sup>, du règlement technique.

---

<sup>8</sup> « Area Control Error » ou déséquilibre résiduel de la zone de réglage (après compensation par l'activation des réserves) lorsqu'on y intègre l'impact de la déviation de fréquence par rapport à la consigne.

Si le nouveau module d'optimisation en cours de test décrit dans la section 6.1 de la proposition ne comporte pas d'autre modification que celles décrites (y compris en matière de répartition du bénéfice entre TSO et de détermination du prix de règlement), la CREG considère que cette modification fait partie de la proposition.

Cependant, la CREG demande à ELIA de lui fournir après un an de fonctionnement du nouveau modèle ou, si cela arrive plus tôt, avant la prochaine modification de l'algorithme ou du modèle de l'IGCC, un rapport chiffré comparant les avantages et inconvénients de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC, avant et après mise en œuvre du nouveau modèle.

56. En matière de transparence, la proposition maintient les informations mises à disposition du marché sur le site d'Elia depuis le début de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC.

57. En matière de monitoring, ELIA a réalisé ses engagements décrits dans sa proposition initiale d'août 2012 concernant l'IGCC, ainsi que ce que la CREG avait demandé dans sa décision associée<sup>9</sup>.

Vu que la période d'un an n'est pas encore terminée, la CREG demande à ELIA de lui envoyer un rapport semblable à celui annexé à la proposition, mais couvrant la période d'octobre 2012 à septembre 2013. Elle demande également à ELIA de lui communiquer la décision de l'ENTSO-E concernant la poursuite de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC.

La CREG estime que cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables, tout en maintenant les autres caractéristiques du mécanisme de marché de la compensation des déséquilibres quart horaires évoqués ci-dessus.

---

<sup>9</sup> Décision (B)120906-CDC-1188 de la CREG du 6 septembre 2012 relative à la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant une modification des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires pour l'année 2012, pour application à partir du 1er octobre 2012

## III.5 Considérations

58. Compte tenu de l'importance des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau de transport dans la zone de réglage, la CREG souhaite faire part dans la présente décision de quelques considérations dans le contexte de la mise au point de ces règles à l'avenir.

59. Vu le manque d'expérience relative au produit R3 DP mise en avant dans le paragraphe 50 ci-dessus, la CREG demande à ELIA d'analyser les premiers mois d'utilisation du nouveau produit R3 DP afin de déterminer si des adaptations sont nécessaires pour assurer que ce produit soit réellement non discriminatoire, et de faire rapport à la CREG dans ce sens après un an d'utilisation, ou plus tôt si elle l'estime utile.

Elle demande également à ELIA d'être particulièrement attentive en matière de non-discrimination au choix des offres à activer lorsqu'une partie seulement de la capacité de R3 DP réservée par ELIA est activée.

60. Dans sa décision 1163<sup>10</sup>, la CREG avait demandé à ELIA d'étendre à l'*intraday* le marché secondaire des réserves R1 et R2, pour mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2014. La CREG regrette qu'ELIA n'ait pas inclus ces modalités dans la proposition. Ces modalités permettraient en effet à ELIA de disposer de plus de réserve R1 ou R2 lorsque des ressources contribuant à ces réserves tombent en panne. Cela permettrait également de diminuer le risque encouru par les fournisseurs de ces services, et cela rendrait en conséquence plus attractif le marché de la R1 et de la R2 aux fournisseurs potentiels ne disposant que de peu de possibilités de couverture au sein de leur propre portefeuille.

En conséquence, la CREG réitère sa demande à ELIA d'inclure dans sa prochaine proposition l'élargissement à l'*intraday* du marché secondaire de la R1 et de la R2, déjà mis en œuvre en *day ahead*, au plus tôt, et en tout cas pour mise en œuvre au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2015. Elle formule la même demande pour le marché secondaire de la R3 production.

61. De même, la CREG estime qu'il serait utile de prévoir un marché secondaire pour le produit R3 DP, étendu dès le départ à l'*intraday*. Ce marché secondaire serait limité à des points d'injection et/ou de prélèvement pré-qualifiés. Elle demande donc à ELIA d'inclure la

---

<sup>10</sup> Décision (B)120628-CDC-1163 de la CREG du 28 juin 2012, paragraphe 31.

mise en œuvre d'un tel marché secondaire dans sa prochaine proposition.

62. En matière de transparence, la CREG demande à Elia de procéder si nécessaire à la mise à jour des documents de son site décrivant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires et qui demanderaient à être adaptés suite à la présente décision.

## **IV. DECISION**

Vu, sous les réserves formulées au paragraphe 13 de la présente décision, 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 « Proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires – Entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 31 mai 2013.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement en 2013 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

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 III.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière concernant l'introduction de la possibilité de contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil réalisée sous le titre III.4.3. 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, du règlement technique :

- pour la période s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2014 pour ce qui concerne l'introduction de la contractualisation à court terme de réserve primaire et secondaire,
- pour la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2014 pour une durée indéterminée pour ce qui concerne les modalités de la réserve tertiaire basée sur la production,
- pour la période s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2014 au 31 décembre 2015 pour ce qui concerne l'introduction de la possibilité de contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil,
- pour la période commençant le 30 septembre 2013 pour une durée indéterminée pour ce qui concerne la prolongation du foisonnement IGCC.

La CREG invite ELIA, si elle souhaite prolonger la possibilité de contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil au-delà du 31 décembre 2015, à introduire une nouvelle proposition adaptée au plus tard en 2015 pour mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2016, selon un calendrier compatible avec une décision de la CREG, y compris la consultation préalable.

Cependant, la CREG décide que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR devra prendre les actions permettant de rencontrer les remarques formulées, notamment dans les paragraphes 51, 59, 60, 61 et 62 de la présente décision, et de respecter les dates qui sont spécifiées pour la réalisation de ces actions.

Par ailleurs, la CREG rappelle la nécessité pour la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR de disposer des réserves faisant l'objet de la décision de la CREG du 26 juin 2013 relatives à la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2014.

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.

Enfin, la CREG se réserve également le droit d'organiser un contrôle *ex post* de l'application des règles approuvées dans la présente décision en matière de réservation des produits court terme.

\*\*\*\*

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



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction