



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)120628-CDC-1163**

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 le 1<sup>er</sup> janvier 2013'*

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 28 juin 2012

# 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 le 1<sup>er</sup> janvier 2013.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 16 mai 2012.

La CREG a également reçu d'ELIA, par lettre datée du 25 juin 2012, une proposition d'amendement des règles de fonctionnement d'un marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires pour entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cette proposition fait suite à une proposition semblable relative aux règles de fonctionnement d'un marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2012 pour application à partir du 29 juin 2012, approuvée par la CREG dans sa décision (B)120621-CDC-1165 du 21 juin 2012.

La proposition d'ELIA est constituée des documents joints respectivement aux lettres du 16 mai 2012 et du 25 juin 2012.

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

La lettre d'accompagnement d'ELIA du 16 mai 2012 et la proposition d'ELIA annexée à cette lettre, ainsi que la lettre d'accompagnement d'ELIA du 25 juin 2012 et le document annexé 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 28 juin 2012.

◆◆◆◆

---

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

# 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. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

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

14. La CREG a organisé durant le premier trimestre 2012 cinq réunions de concertation sur l'évolution des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires (balancing) en 2013. La concertation a eu lieu entre la CREG, les producteurs fournisseurs de réserve en 2012 et ELIA, en présence de représentants du Ministre. Elle constitue la première phase d'une concertation plus large dépassant l'horizon de 2013.

La proposition d'ELIA, et en particulier son évolution par rapport à la proposition d'ELIA pour l'année 2012<sup>2</sup>, résulte en grande partie de cette concertation.

15. ELIA ne présente pas sa proposition pour l'année 2013 mais pour entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013. Cela marque une évolution dans la manière de procéder d'ELIA, les propositions n'étant dorénavant plus annuelles. ELIA préfère introduire des propositions au gré des besoins, dont le rythme ne correspond pas nécessairement à un cycle annuel.

La CREG note cette évolution. Elle estime que celle-ci est de nature à mieux correspondre à la dynamique des besoins du marché. Elle constate d'ailleurs qu'ELIA s'est déjà engagée dans cette voie en introduisant une proposition qui a été approuvée par la décision 1165 de la CREG<sup>3</sup>.

Elle note de plus que cette manière de procéder ne requiert plus d'introduire systématiquement au moins une proposition par an lorsqu'il n'est pas nécessaire d'adapter les règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires.

Enfin, la CREG considère que cette manière de procéder est conforme à l'article 159, §1<sup>er</sup>, du règlement technique.

---

<sup>2</sup> Approuvée par la décision (B)111222-CDC-1132 de la CREG du 22 décembre 2011.

<sup>3</sup> Décision (B)120621-CDC-1165 de la CREG du 21 juin 2012 concernant 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 29 juin 2012.



En conséquence, la CREG accueille favorablement cette évolution dans la manière de procéder d'ELIA.

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 2013<sup>4</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.

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

18. 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.

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

---

<sup>4</sup> Décision (B)120621-CDC-1162 de la CREG du 21 juin 2012.

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.

## **II.3. Application du cadre légal et des éléments d'appréciation à la proposition**

### **II.3.1. Ouverture du marché de la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart horaires**

26. Dans le mécanisme proposé, le marché de la réservation du réglage secondaire est ouvert à tous les fournisseurs qui peuvent offrir au moins 5 MW.

ELIA a également laissé aux fournisseurs potentiels la possibilité d'assortir les offres relatives à la réservation de puissance de réglage (primaire et) secondaire de conditions de sélection permettant notamment de lier certaines offres (de réserve secondaire mais également primaire) entre elles. Cette évolution devrait entre autres permettre aux fournisseurs potentiels de faire des offres liées à prix plus bas, notamment en évitant de compter deux fois certaines charges de *must run*, comptées dans chacune des offres séparées non liées faute de certitude que ces offres soient acceptées ou rejetées ensemble.

Au niveau de l'activation, le marché est également ouvert à tous les producteurs, qu'ils aient ou non signé des contrats de réservation dans le cadre du réglage secondaire.

D'une part, les acteurs auprès desquels ELIA n'a pas réservé de la puissance de réglage

secondaire ont la possibilité de participer au réglage secondaire s'ils satisfont aux conditions techniques imposées pour la participation à ce service, mais ne sont pas obligés de le faire. S'ils décident d'y participer, les prix auxquels ils remettent offre ne sont pas limités.

D'autre part, chaque acteur auprès duquel ELIA a réservé de la puissance de réglage secondaire est tenu de remettre offre d'activation à ELIA la veille pour le lendemain, pour une puissance au moins égale à la puissance réservée, tant à la hausse qu'à la baisse, compte tenu de la disponibilité contractuelle. L'obligation d'offre peut être cédée à d'autres acteurs via le marché secondaire comme évoqué au paragraphe 31 ci-dessous.

Pour ce qui concerne la flexibilité, ELIA a introduit des produits séparés à la hausse et à la baisse pour la fourniture du réglage secondaire.

De plus, ELIA a modifié la définition des plages horaires utilisées pour la contractualisation de la réserve secondaire, en l'alignant sur les définitions des périodes « Peak » et « Off peak » utilisées dans les marchés de l'électricité. Cette modification est destinée à permettre aux acteurs de mieux couvrir leurs offres de réservation en ayant recours à des produits standards des marchés de l'électricité, et en conséquence, de pouvoir faire des offres à prix plus bas.

27. Le mécanisme introduit de la flexibilité en ouvrant le marché du réglage secondaire aux acteurs qui n'ont pas contracté avec ELIA de réservation de puissance de réglage secondaire non nulle. De ce fait, il est susceptible d'attirer vers ce marché des acteurs dont le parc est plus petit et qui ne peuvent peut-être pas de ce fait prendre le risque de participer au réglage secondaire sur une base aussi régulière.

La CREG considère que les règles proposées pour le fonctionnement du marché du réglage secondaire constituent actuellement un bon compromis entre la régulation du prix des offres et l'encouragement des acteurs de plus petite taille à participer au réglage secondaire. Ceci est d'autant plus important que jusqu'à présent, les volumes de réglage secondaire activés représentent une large part<sup>5</sup> des volumes activés pour compenser les déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge.

28. Dans le système actuel, la réserve tertiaire est composée de quatre types de ressources : la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU), la puissance de réglage tertiaire contractée du côté production, la puissance de réglage tertiaire contractée sur les

---

<sup>5</sup> 76% en 2010.

charges interruptibles et les contrats de secours entre GRTs. La puissance de réglage tertiaire non réservée résulte de l'application de l'article 159, §2, du règlement technique. Les puissances de réglage tertiaire contractées du côté production et sur les charges interruptibles sont des puissances réservées contractuellement par le GRT sur base des réponses à un appel d'offres international.

Pour la sélection des ressources, ELIA propose de classer les offres reçues pour chaque quart d'heure par ordre de prix croissant. ELIA active les réserves dans l'ordre suivant, compte tenu du classement par prix croissant au sein de chaque groupe de ressources :

- les réserves tertiaires non réservées résultant de l'application de l'article 159, §2, du règlement technique, y compris les offres de réglage secondaire non sélectionnées,
- les unités de production à l'arrêt capables de démarrer dans un délai d'un quart d'heure,
- autres puissances de réglage tertiaire sur le territoire belge,
- puissance de secours entre GRTs voisins.

Pour l'activation des contrats de charge interruptible, il est prévu que le nombre d'appels par an contractuellement possibles pour ces contrats soit limité. Par ailleurs, ces ressources peuvent également être utilisées dans la levée des congestions. De manière à garder la possibilité de faire appel aux charges interruptibles sur l'ensemble de l'année, ELIA propose une procédure qui tient compte de la contrainte de limitation du nombre d'activations et des périodes d'apparition plus fréquente des congestions dans le réseau. Cette procédure donne la priorité à la réserve tertiaire sur les unités de production dans la première partie de l'année et permet dans la deuxième partie de l'année une activation plus souple des charges interruptibles selon l'ordre économique.

Par ailleurs, ELIA souhaite élargir progressivement le marché des services auxiliaires à un nouveau type d'acteurs qui offrirait une capacité de modulation à partir du foisonnement de charges ou d'injections raccordées au réseau. Un premier pas vers cet élargissement est prévu dans la proposition via la possibilité pour ce type d'acteur de participer à la fourniture de puissance de réglage tertiaire par les prélèvements interruptibles.

Vu leur caractère de dernier recours, l'utilisation des contrats de secours entre GRTs ne se fait que lorsque les autres ressources sont épuisées ou lorsque le GRT prévoit de ne pas disposer de réserves suffisantes dans la zone de réglage.

29. La CREG estime que cette manière de procéder respecte les articles 157 et 158 du règlement technique.

De plus, la CREG considère que cette méthode de sélection permet aux producteurs de plus petite taille qui n'ont pas nécessairement la volonté de s'engager contractuellement à participer au réglage tertiaire, vu la structure de leur parc, de prendre part aux services de compensation des déséquilibres quart horaires au niveau du tertiaire.

En outre, la CREG salue le souhait d'ELIA d'élargir le marché des services auxiliaires à un nouveau type d'acteurs qui offrirait une capacité de modulation à partir du foisonnement de charges ou d'injections raccordées aux réseaux.

Afin de mobiliser toute la flexibilité du système en matière de services de réglage, la CREG demande à ELIA de proposer au marché de nouveaux produits mieux adaptés à la participation flexible de la demande et des plus petits acteurs, et notamment du nouveau type d'acteurs mentionné ci-dessus, au réglage de l'équilibre de la zone.

Par ailleurs, vu les évolutions apportées au mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires en cas d'incompressibilité, la CREG estime que l'activation à la baisse des contrats de secours entre GRTs ne doit se faire que lorsque les autres ressources de réglage à la baisse sont épuisées.

### **II.3.2. Disponibilité des ressources de puissance de réglage secondaire et tertiaire contractées**

30. La réservation de la puissance de réglage secondaire et de la puissance de réglage tertiaire porte sur des quantités dont la valeur est déterminée dans la proposition d'ELIA relative à la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2013.

Cette proposition a fait l'objet de la décision (B)120612-CDC-1162 de la CREG du 21 juin 2012. La présente décision ne revient donc pas sur ces éléments.

31. La réservation de puissance de réglage secondaire auprès d'un fournisseur se traduit pour le fournisseur par une « obligation d'offre » en J-1 chaque jour de l'année concernée ; en jour J-1, le fournisseur doit mettre à disposition d'Elia pour le jour suivant les volumes de puissance quart horaire réservés pour la période considérée.

Cependant, ELIA a défini un mécanisme de marché secondaire pour la nomination en jour J-1 de la puissance de réglage secondaire<sup>6</sup>. Un fournisseur de service auprès duquel de la puissance de réglage secondaire a été réservée a la possibilité de transférer son obligation d'offre vers un autre fournisseur, moyennant accord de ce dernier, pour une partie ou la totalité du volume et/ou de la journée. Chaque fournisseur peut ainsi introduire ses offres pour le jour suivant en tenant compte des transferts validés. Il a une obligation d'offre pour la puissance réservée sur ses moyens de réglage, diminuée ou augmentée de la puissance transférée vers ou provenant d'un autre fournisseur.

Pour encadrer l'obligation contractuelle d'offre de la puissance de réglage secondaire, ELIA a redéfini les contrôles associés au non respect en J-1 de cette obligation contractuelle. Ces contrôles visent à vérifier que le volume par quart d'heure mis à disposition par un fournisseur est supérieur ou égal au volume pour lequel il a une obligation d'offre. Si ce n'est pas le cas, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure et chaque MW manquant calculé par ELIA. Cette pénalité varie linéairement en fonction du « *clean spark spread* » d'une unité de production « type »<sup>7</sup> pour l'heure considérée, et est soumise à un minimum. La pénalité vise ainsi à être incitative vis-à-vis du coût de remplacement sur le marché secondaire des réserves manquantes pour la période considérée, coût qui fluctue d'heure en heure. Cette pénalité est donc identique pour tous les fournisseurs (pour un MW manquant sur une heure donnée), et indépendante du prix de réservation contractuel, qui est une moyenne annuelle. Le montant total des pénalités de réservation appliquées à un fournisseur est sujet à une limite supérieure assurant que le coût total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux sur base annuelle.

Afin de diminuer le risque pour la sécurité de la zone en cas de panne, les fournisseurs s'engagent contractuellement à ne pas concentrer plus de 50MW de puissance de réserve secondaire (à la hausse ou à la baisse) offerts sur une seule centrale de production, à moins de pouvoir garantir la possibilité de reconstitution de cette réserve (à travers la mobilisation d'autres unités) endéans les 6 heures suivant une panne de la centrale considérée.

La CREG considère que l'introduction de l'obligation contractuelle d'offre de la puissance de réglage secondaire, associée 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. La définition d'un marché secondaire contribue à ouvrir le marché de la réserve secondaire aux producteurs

---

<sup>6</sup> ELIA a également défini un mécanisme similaire pour la réserve primaire

<sup>7</sup> Unité TGV ayant un rendement de 50%.

ayant un petit nombre d'unités de production dans leur portefeuille, et diminue le risque financier lié à l'obligation d'offre.

Afin d'augmenter la sécurité de la zone de réglage et de libérer les producteurs ayant un petit nombre d'unités de production dans leur portefeuille de la contrainte des 50 MW citée ci-dessus, la CREG demande à ELIA d'étendre à l'*intraday* dès le 1<sup>er</sup> janvier 2014 le marché secondaire des réserves primaire et secondaire.

32. A plusieurs endroits de la proposition, notamment dans la section 5.2.1, ELIA mentionne implicitement la possibilité de contracter des ressources pouvant présenter une disponibilité inférieure à 100%.

La CREG considère que le recours à des ressources de réserve tertiaire pouvant présenter une disponibilité inférieure à 100% est positif pour le fonctionnement des marchés concernés dans la mesure où il est susceptible d'attirer vers ces marchés des producteurs dont la taille du parc ne permet pas toujours de garantir à 100% la disponibilité des ressources gardées en réserve.

Comme elle l'a déjà fait dans le passé<sup>8</sup>, la CREG tient à rappeler que les puissances de réglage tertiaire qui contribuent à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage ont été déterminées par ELIA. Celle-ci les a communiquées sous forme de proposition à la CREG qui les a approuvées dans la décision précitée (B)120621-CDC-1162 du 21 juin 2012, sur la base de l'article 233 du règlement technique. Dès lors, la CREG considère que l'acceptation par ELIA d'offres auxquelles une disponibilité inférieure à 100% est associée doit se faire de manière telle que les offres de puissance de réglage tertiaire mises à disposition d'ELIA permettent de satisfaire la quantité qui a fait l'objet de la décision (B)120621-CDC-1162 de la CREG, en cohérence avec la méthode de détermination proposée par ELIA et approuvée par la CREG.

---

<sup>8</sup> Décision (B)051222-CDC-499 du 22 décembre 2005 concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant les règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires, et suivantes : (B)061220-CDC-611 du 20 décembre 2006, (B)071213-CDC-732 du 13 décembre 2007, (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008, (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009, (B)101223-CDC-1028 du 23 décembre 2010 et (B)111222-CDC-1132 du 22 décembre 2011.



### II.3.3. Activation des ressources pour le réglage secondaire

33. Dans la proposition, ELIA sélectionne en J-1 pour chaque quart d'heure du jour J des offres pour un volume à la hausse et à la baisse le plus grand possible, mais qui reste inférieur ou égal au volume réservé sur la base des dispositions contractuelles, arrondi aux 5 MW supérieurs. Ces offres peuvent provenir aussi bien de la puissance réservée que de la puissance non réservée.

Le prix unitaire auquel un tel acteur remet offre doit être inférieur à une certaine limite pour les offres de puissance à la hausse et supérieur à une autre limite pour les offres de puissance à la baisse. Ces deux limites sont données par des formules qui dépendent de la part combustible du coût de production d'une TGV définie comme standard, c'est-à-dire avec un rendement de 50%. Etant donné qu'il n'y a dorénavant plus de symétrie de volume dans les offres et que les offres à la hausse sont indépendantes des offres à la baisse, la notion de limite de l'écart entre les prix des offres à la hausse et à la baisse n'a plus de sens. Il n'y a donc plus de raison de la maintenir.

Dans la proposition, les limites des prix des offres prennent la forme suivante : si  $OBS_{k,i,j}$  représente une offre k de l'ARP i pour l'activation de puissance de réglage à la hausse pour un quart d'heure donné j, si  $ABS_{l,i,j}$  représente une offre l de l'ARP i pour l'activation de puissance de réglage à la baisse pour un quart d'heure donné j et si  $FC_{gen}$  représente le coût du combustible d'une unité TGV avec un rendement de 50%, alors les prix des offres doivent respecter les relations suivantes :

$$OBS_{k,i,j} = < FC_{gen} + 40 \text{ €/MWh}$$

et

$$ABS_{k,i,j} > = 0 \text{ €/MWh}$$

En cas d'indisponibilité du système d'offres, ELIA propose de remplacer le système d'offre de prix par un prix unique pour les offres à la hausse et un autre prix unique pour les offres à la baisse. Ces deux prix sont donnés par les formules suivantes, où  $Belpex\_DA$  est le prix du marché day ahead de l'électricité pour le quart d'heure considéré :

$$\ll OBS_{k,i,j} = \max ( 0 \text{ €/MWh} ; \min ( Belpex\_DA + 5 \text{ €/MWh} ; FC_{gen} + 40 \text{ €/MWh} ) )$$

et

$$ABS_{k,i,j} = \max ( Belpex\_DA - 5 \text{ €/MWh} ; 0 \text{ €/MWh} )$$

La sélection des offres par ELIA se fait indépendamment pour les offres à la hausse et les offres à la baisse, selon l'ordre croissant du prix unitaire des offres à la hausse et selon l'ordre décroissant du prix unitaire des offres à la baisse.

Les offres sélectionnées participent au réglage secondaire en J pour l'heure considérée. Chaque producteur dont au moins une offre a été sélectionnée pour l'heure considérée reçoit un signal basé sur le déséquilibre de la zone, en proportion de la puissance de ses offres sélectionnées. Cette proportion peut être différente pour le réglage à la hausse et le réglage à la baisse. Le signal est envoyé par ELIA à chaque producteur pour l'ensemble des unités de production qu'il a prévu de faire participer au réglage secondaire.

Chaque producteur est libre de réorganiser son portefeuille et de réaliser la puissance de réglage sélectionnée par ELIA avec n'importe quelle unité de production reprise dans son contrat de réglage secondaire, à condition que le volume global mis à disposition d'ELIA soit égal à la somme des volumes sélectionnés par ELIA en J-1 et que la réaction totale de ses unités soit conforme aux spécifications contractuelle, notamment en terme de vitesse de rampe. ELIA dispose des informations en temps réel relatives à la participation de chaque unité.

Les offres non sélectionnées sont traitées comme des offres incrémentales et décrémentales par ELIA, dans le cadre de la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU).

34. La CREG estime que cette manière de procéder est conforme aux articles 157, §2, 158 et 159, §2, du règlement technique. En outre, en adoptant une formule de la limitation du prix à la hausse indépendante du prix du marché day ahead<sup>9</sup>, elle contribue à créer un marché de l'activation du réglage secondaire indépendant du marché day ahead.

#### **II.3.4. Mode de rémunération des fournisseurs des services de compensation des déséquilibres quart horaires**

35. Même si l'approbation du tarif de compensation des déséquilibres quart horaires sort du cadre de la présente décision, le principe appliqué pour la tarification a des implications sur le mécanisme lui-même, dans la mesure où il peut contribuer à éviter le *gaming*.

Cette rémunération comporte deux volets : la rémunération de la réservation des ressources et celle de l'activation des ressources.

---

<sup>9</sup> Hormis en cas d'indisponibilité du système d'offres.

Pour la réservation des ressources, ELIA propose d'adopter un mode de rémunération « *pay as bid* ». Ce mode de rémunération a été adopté de préférence à une rémunération basée sur le prix de l'offre marginale dans le but d'obtenir un coût plus bas de la réservation

Pour l'activation des ressources, ELIA propose également une rémunération de type « *pay as bid* ». Ce mode de rémunération se justifie par le petit nombre d'acteurs susceptibles d'offrir des produits sur le marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires. De plus, il limite les conséquences des pics de prix et tempère l'intérêt que peuvent avoir les producteurs à soustraire des capacités de production au marché.

Compte tenu des éléments ci-dessus, la CREG estime que cette méthode de rémunération est actuellement la mieux adaptée à la structure actuelle du marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires.

36. Pour l'activation de la réserve secondaire, l'approche « *pay as bid* » est appliquée par acteur sur le prix moyen pondéré des offres sélectionnées en J-1, vu les modalités d'activation de cette réserve.

La CREG approuve cette proposition de rémunération de l'activation de la réserve secondaire, cohérente avec les modalités d'activation de cette réserve.

37. Pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire contractée sur les unités de production, ELIA propose, comme précédemment, d'aligner la formule définissant la limite du prix des offres sur celle utilisée dans la procédure « Nomination » du contrat CIPU.

La CREG approuve cette proposition étant donné que celle-ci standardise les formules de calcul des limites du prix des offres pour les réserves tertiaires contractées et les réserves tertiaires non contractées.

Le prix d'activation de la réserve tertiaire a une grande importance sur la rentabilité des investissements en unités de pointe, d'où un impact non négligeable sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité. Par leur souplesse d'exploitation, les unités de pointe sont particulièrement bien adaptées à la fourniture de réserve tertiaire. Elles permettent en outre une réaction rapide face aux fluctuations de la production intermittente. Au-delà de ses qualités en terme de maîtrise des coûts de réglage, la limitation du prix d'activation constitue donc une barrière à l'investissement dans ce type d'unités. Vu le contexte actuel et les prévisions en terme de capacité installée en production intermittente

(éolienne et photovoltaïque), la CREG suggère à ELIA de considérer dans sa prochaine proposition la suppression de la limite sur les prix d'activation en temps réel de la puissance de réserve tertiaire.

38. L'activation des charges interruptibles est réalisée selon les principes mentionnés au paragraphe 28. ELIA propose de valoriser l'activation des charges interruptibles à 108% du prix Belpex *day ahead*, avec un plancher garanti de 75 €/MWh. Le prix Belpex considéré est le prix « *peak hours* » si l'activation a lieu pendant les heures de pointe et le prix « *base load* » si l'activation a lieu pendant les heures hors pointe ou de week-ends. Ces conditions ont été déterminées par ELIA après une concertation avec les fournisseurs de ce service.

La CREG considère que le mode d'activation des charges interruptibles constitue un compromis nécessaire entre la prudence dictée par le souci de la sécurité du système auquel le gestionnaire du réseau est astreint et la volonté de relâcher les contraintes associées aux charges interruptibles et ainsi pouvoir les utiliser à un prix plus avantageux lorsque les circonstances le permettent.

En conséquence, elle approuve cette proposition.

39. Cependant, étant donné qu'il est difficile de prévoir tous les cas de figure dans le domaine du *gaming*, la CREG se réserve le droit d'organiser un contrôle annuel *ex post* afin de vérifier que l'application des règles approuvées dans la présente décision en matière d'activation des réserves n'a pas conduit à du *gaming* de la part des acteurs du marché.

### **II.3.5. Transparence et information au marché**

40. Dans le chapitre 7 de la proposition, ELIA déclare qu'elle publie sur son site web des informations destinées à contribuer à la transparence du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires.

La CREG constate que ces informations sont conformes à ce qui avait été convenu entre ELIA et la CREG suite au courrier d'ELIA mentionné dans la proposition et à la réponse de la CREG dans son courrier portant la référence n°20060724124, du 24 juillet 2006.

De plus, la CREG constate une évolution très positive dans les informations mises à disposition du marché et relatives aux offres de réglage et à leur activation.

41. Par ailleurs, dans le point 7.4 de sa proposition, ELIA mentionne la publication d'une

fiche descriptive du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage du fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibre quart horaires.

La CREG demande à ELIA de mettre à jour si nécessaire le document et les fiches produits avant le 1<sup>er</sup> janvier 2013, de manière à ce qu'il reflète la présente décision et la proposition sur laquelle elle porte.

### **II.3.6. Monitoring**

42. Le chapitre 8 de la proposition porte sur le monitoring.

La CREG souhaite consolider les données qu'ELIA lui transmet, afin de pouvoir procéder à une évaluation plus approfondie des marchés de la compensation des déséquilibres quart horaires et de l'équilibre du portefeuille des ARP. Elle a déjà eu en 2011 et 2012 avec ELIA une série de réunions de concertation et de travail dans ce sens. Elle a l'intention de continuer ce processus, avec un objectif d'amélioration de la qualité et de clarification des données de monitoring.

La périodicité de l'envoi des rapports et des données de monitoring ainsi que le délai séparant la fin de la période observée du moment où ils sont transmis à la CREG constituent des éléments importants du processus de monitoring. Cette périodicité est remise à l'étude dans le cadre des discussions en cours lors des réunions mentionnées ci-dessus.

43. Jusqu'à présent, le monitoring des réserves s'est principalement focalisé sur l'utilisation des réserves pour la compensation des déséquilibres quart horaires de la zone de réglage.

La CREG demande à ELIA de prévoir un monitoring de toutes les autres utilisations des réserves, entre autres pour la gestion des congestions. Elle demande que le rapport de ce monitoring soit inséré dans le *reporting* des réserves, à partir du rapport de 2013 relatif aux réserves de 2012, et que la transmission des données d'ELIA à la CREG soit insérée dans l'envoi des données mensuelles de monitoring du balancing.

La mise en œuvre de ce monitoring sera mise au point dans le cadre des discussions évoquées au point 42.

### **III. 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 les lettres du 16 mai 2012 et du 25 juin 2012.

Vu la décision de la CREG du 21 juin 2012 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 2013.

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

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.

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, avec effet au 1<sup>er</sup> janvier 2013.

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 29, 31, 32, 37, 41 et 43 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 21 juin 2012 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 2013.

La CREG décide également que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR doit si nécessaire 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.

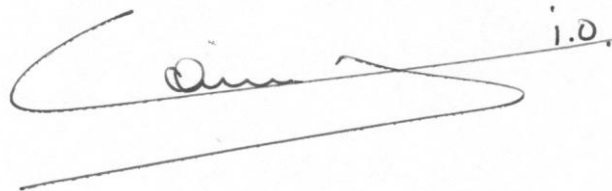
Enfin, la CREG se réserve également le droit d'organiser un contrôle annuel *ex post* afin de vérifier que l'application des règles approuvées dans la présente décision en matière d'activation des réserves ne conduit pas à du *gaming* de la part des acteurs du marché.

\*\*\*\*

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



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction