



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

VERSION NON
CONFIDENTIELLE

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)120906-CDC-1188

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 1^{er} octobre 2012'

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 6 septembre 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)¹, la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : Elia) concernant une modification des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2012 approuvées par la CREG dans ses décisions 1132² et 1165³.

La CREG a reçu cette proposition d'Elia par lettre datée du 31 août 2012. Deux présentations à la CREG lors des réunions du 11 mai 2011 et 19 avril 2012 sont également annexées à cette lettre.

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 31 août 2012, ainsi que la proposition d'Elia et les deux présentations annexées à cette lettre sont jointes en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 6 septembre 2012.



¹ Moyennant les réserves exposées ci-après sous le Titre I.

² Décision (B)111222-CDC-1132 de la CREG du 22 décembre 2011 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 pour l'année 2012 »

³ Décision (B)120621-CDC-1165 de la CREG du 21 juin 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 29 juin 2012 »

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 (ci-après : règlement technique).

4. L'article 159, §1^{er}, 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^{er}, 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^{er} 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^{er}, 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^{er}, 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^{er}, 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

14. La proposition de modification est présentée par Elia pour l'année 2012, pour application à partir du 1^{er} octobre 2012. La présente décision porte donc uniquement sur la modification des règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pendant l'année 2012, à partir de la date mentionnée ci-avant.

II.1. Eléments d'appréciation pris en considération

15. 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.

16. 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. Dans son manuel d'exploitation et les procédures annexes, l'ENTSO-E présente le réglage de l'équilibre des zones de réglage comme 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.2. Contexte et description de la proposition

23. 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 :

- Module 1 : Réduction des déploiements de réserve en sens opposés.
- Module 2 : Support mutuel en cas de manque de réserve secondaire.
- Module 3 : Coordination technique en matière de préqualification d'une unité
- Module 4 : Liste d'appel commune des zones de réglage allemandes.

La décision a été prise 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 »). Cette compensation limitée des déséquilibres en sens inverse contribue à une intégration plus poussée des marchés européens. L'IGCC n'est destinée ni à réduire les puissances de réglage secondaire automatique à acquérir par les GRT ni à promouvoir un dimensionnement commun de ces puissances de réglage. Il s'agit d'une mise à disposition réciproque non garantie au niveau de l'activation de ces puissances de réglage, qui agit pour chaque zone de réglage dans le sens d'une réduction des activations de réglage.

24. Lors d'une première réunion entre des représentants de la CREG et d'Elia qui a eu lieu

le 11 mai 2011, Elia a présenté à la CREG les concepts de base de la GCC tels qu'ils étaient d'application et lui a fait part de son intention d'étudier la participation d'Elia à ce projet⁴.

Lors d'une deuxième réunion entre des représentants de la CREG et d'Elia qui a eu lieu le 19 avril 2012, Elia a présenté à la CREG une proposition de modèle de participation d'Elia au pool IGCC décrivant notamment le principe de calcul des coûts et revenus ainsi que l'impact sur les tarifs d'équilibre⁵.

Enfin, la participation d'une zone de réglage à l'IGCC est actuellement conditionnée à l'existence d'une frontière électrique commune entre la zone de réglage candidate et au moins une des zones de réglage allemandes. Ce n'est pas le cas de la zone de réglage belge. La participation d'Elia se fera donc temporairement⁶ à travers une collaboration avec le GRT néerlandais TenneT.

Une troisième réunion entre des représentants de la CREG, de NMa, de TenneT Nederland et d'Elia a été organisée le 12 juillet 2012 dans les locaux de la CREG. TenneT a présenté les premiers résultats de sa participation à l'IGCC. Elia a l'intention de débiter sa participation à l'IGCC le 1^{er} octobre si des tests préliminaires effectués pendant un mois en septembre 2012 se déroulent de manière satisfaisante. Elia et TenneT sont revenues plus en détail sur les modalités de l'accord entre Elia et TenneT actuellement nécessaire à la participation d'Elia au pool IGCC. Suite à ces présentations, les parties présentes ont convenu, sous réserve de confirmation par les instances de décision respectives des deux régulateurs, que :

- Elia participera au module 1 de l'IGCC à travers le réseau de TenneT si les tests préliminaires de septembre 2012 se déroulent de manière satisfaisante,
- [CONFIDENTIEL

7]

⁴ Voir annexe 2 du courrier d'Elia.

⁵ Voir annexe 3 du courrier d'Elia.

⁶ Les évolutions des logiciels liés au module IGCC permettront dans le futur une participation sans frontière physique.

⁷ [CONFIDENTIEL]

Par courrier daté du 22 août 2012, la CREG a reçu de NMa une copie du courrier que celle-ci a adressé à TenneT concernant la participation d'Elia à l'IGCC via le réseau de TenneT. Pour ce qui concerne Elia, NMa y rappelle sa position favorable vis-à-vis d'une participation à l'IGCC qui permet d'optimiser la gestion du système. Elle rappelle et confirme à TenneT ce qui avait été convenu lors de la réunion du 12 juillet 2012 mentionnée ci-dessus.

25. La proposition d'Elia précise les principes suivants.

La puissance de déséquilibre pouvant être mise en commun dans le pool est limitée d'une part par la capacité disponible aux frontières, après clôture des allocations de capacité intra-journalières, et d'autre part par le volume de puissance de réglage secondaire réservée par chaque GRT. Dans le cas de la zone de réglage belge qui est reliée à la région IGCC en antenne à travers la zone de réglage néerlandaise, la capacité disponible aux frontières après clôture des allocations intra-journalières sera diminuée d'un volume prédéfini et réservé pour l'utilisation du foisonnement IGCC du GRT TenneT.

En outre, la participation d'une zone de réglage au foisonnement IGCC peut être limitée ou interrompue à tout moment en cas de danger potentiel pour la sécurité de l'équilibre de cette zone.

Le foisonnement IGCC est rafraîchi toutes les cinq secondes.

Pour la partie du déséquilibre individuel de chaque zone de réglage qui a été mise en commun dans le pool IGCC, le déséquilibre global net du pool est redistribué entre les zones de la manière suivante. Les zones dont le déséquilibre individuel initial mis en commun est de signe contraire au déséquilibre net du pool se voient allouer un déséquilibre résultant nul. Le déséquilibre net global du pool est redistribué alors parmi les autres zones au prorata du volume mis en commun. Le déséquilibre résiduel final de chaque zone de réglage sera donc constitué du déséquilibre résultant ainsi que de la partie du déséquilibre initial qui n'a pas été mise en commun.

Ce déséquilibre résiduel de chaque zone devra être compensé par le GRT correspondant avec les moyens de réglage à sa disposition. Pour la zone de réglage belge, le déséquilibre résiduel sera compensé conformément aux dispositions prévues dans les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires qui ont

fait l'objet des décisions 1132 et 1165 mentionnées précédemment.

Le prix d'opportunité d'un GRT participant au foisonnement IGCC pour un quart d'heure donné est le coût (en €/MWh) qu'aurait encouru le GRT concerné en activant de la puissance de réserve secondaire pour compenser la partie du déséquilibre de sa zone qui a été annulée par le foisonnement IGCC.

Les volumes de déséquilibre échangés entre GRT sont réglés à un prix de règlement par MWh du pool IGCC pour un quart d'heure donné, identique aussi bien pour les volumes importés qu'exportés par chaque zone de réglage. Ce prix est égal à la moyenne des prix d'opportunité de chaque GRT, pondérée par les volumes compensés par le foisonnement IGCC pour chaque GRT.

L'importation en provenance du pool IGCC est valorisée dans les tarifs de déséquilibre au prix marginal à la hausse du réglage secondaire, et l'exportation vers le pool IGCC y est valorisée aux prix marginal à la baisse du réglage secondaire. Elia justifie sa proposition de valorisation de la manière suivante. Le volume échangé par la zone de réglage belge avec le pool IGCC contribue à la restauration de l'équilibre dans la puissance de réglage, dans la mesure où il tend par principe à diminuer le déséquilibre de la zone de réglage. Il est donc un élément constitutif du NRV. Etant donné que le foisonnement IGCC se fait dans le cadre d'une mise en commun des ressources de réglage secondaire, le volume échangé avec le pool IGCC serait compensé par l'activation de puissance de réglage secondaire, l'énergie échangée avec le pool est valorisée dans les tarifs de déséquilibre au prix marginal du réglage secondaire. Ainsi, contrairement à la valeur du réglage du foisonnement IGCC entre les différents GRT participants, les tarifs ne sont pas influencés par les prix d'opportunité des autres GRT et reflètent bien le prix d'opportunité de la zone de réglage belge dans le cadre du foisonnement IGCC.

26. Comme mentionné ci-dessus, la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC se fera dans un premier temps à travers la zone de réglage néerlandaise. Elia et TenneT ont convenu de limiter la capacité disponible pour Elia de manière à donner à TenneT la priorité dans l'allocation de la capacité disponible sur la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas pour le foisonnement IGCC. Ainsi les premiers 300 MW disponibles sur la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas seront attribués à TenneT, le reste étant attribué à Elia. Cette capacité attribuée à Elia peut encore être sujette à une limitation supplémentaire en fonction de la capacité disponible sur la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique.

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

27. La proposition d'Elia ne change pas la base du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires de la zone de réglage. Elle revient à ajouter une ressource de réglage permettant de diminuer *a priori* le déséquilibre de la zone de réglage à compenser par l'activation des réserves à disposition d'Elia.

Dans cette mesure, le mécanisme garde les caractéristiques de base de la proposition approuvée par la CREG dans les décisions 1132⁸ et 1165⁹.

28. Par la mise en commun de tout ou partie du déséquilibre de la zone de réglage au sein du pool IGCC, la proposition vise à étendre, quand l'opportunité se présente, les ressources de réglage secondaire dont Elia dispose aux autres zones de réglage participant à l'IGCC, dans le sens de l'importation comme de l'exportation, en fonction du sens du déséquilibre de la zone de réglage belge. De cette manière, elle contribue à l'intégration européenne des marchés des ressources de *balancing*.

De plus, le mécanisme est destiné à favoriser une diminution globale des volumes de compensation du déséquilibre de la zone de réglage activés, ce qui entraîne pour Elia une diminution globale du coût d'activation de ces ressources et, en conséquence, des tarifs de compensation des déséquilibres.

Une étude de Consentec sur l'intégration de la zone de réglage belge dans l'IGCC a mis en évidence d'importants gains potentiels. Cependant, les hypothèses utilisées, et notamment la période référencée par les données, incitent la CREG à la prudence dans l'interprétation des résultats. Des études de sensibilité faites dans le cadre de l'étude l'amènent cependant à penser que la participation à l'IGCC devrait conduire à des gains sensibles que la période d'essai d'un an permettra de quantifier avec plus de précision.

29. En matière de transparence, la proposition maintient les informations mises à

⁸ Décision (B)111222-CDC-1132 de la CREG du 22 décembre 2011, 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 pour l'année 2012.

⁹ Décision (B)120621-CDC-1165 de la CREG du 21 juin 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 29 juin 2012 »

disposition du marché sur le site d'Elia. Elle y ajoute les informations relatives aux volumes échangés dans le cadre du foisonnement IGCC et à leur impact sur le tarif de déséquilibre.

La CREG demande à Elia de procéder également 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.

Vu le caractère exceptionnel de la date de mise en œuvre de la modification proposée, la CREG demande à Elia de veiller à ce qu'avant la date de mise en œuvre, chaque ARP soit prévenu de la modification, que ce soit par courrier personnel ou par message publié ou clairement référencé sur la page de garde du site web.

30. En matière de monitoring, la proposition ajoute une section relative à l'IGCC. Le monitoring proposé est intégré dans le rapport de monitoring du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires envoyé mensuellement à la CREG. Il porte sur les volumes échangés, sur les prix de règlement des échanges d'énergie et sur l'impact des volumes échangés sur les composantes du tarif de déséquilibre. Il est également proposé d'intégrer les données quart horaires relatives aux volumes échangés et aux prix de règlement des échanges dans les données de monitoring du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires envoyées mensuellement à la CREG.

La CREG demande donc à Elia d'adapter en conséquence le rapport mensuel de monitoring et les données complémentaires de monitoring relatives à sa participation à l'IGCC à partir de l'envoi relatif au premier mois de participation de la zone de réglage belge au mécanisme IGCC

Par ailleurs, dans sa lettre d'accompagnement, Elia annonce qu'elle enverra à la CREG, au terme de la période de test d'un an, un rapport sur le fonctionnement du foisonnement IGCC. La CREG utilisera ce rapport, [CONFIDENTIEL] , pour décider dans quelle mesure et sous quelles conditions il est souhaitable de continuer la participation à l'IGCC au-delà de la période de tests d'un an débutant le 1^{er} octobre 2012.

31. La CREG considère que la modification des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge proposée par Elia constitue une opportunité importante d'élargir les ressources actuellement à disposition d'Elia. Dans ce sens, elle est un pas important dans l'intégration du marché belge des

ressources destinées à la compensation des déséquilibres dans un marché beaucoup plus large au niveau européen.

[VERTROUWELIJK

]

La proposition maintient en outre le niveau de transparence du mécanisme initial en l'étendant de manière homogène au nouveau mécanisme. De même, le monitoring continuera à être assuré de manière homogène par rapport à la situation actuelle.

32. La CREG estime que cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables, tout en maintenant les autres caractéristiques du mécanisme approuvé par la CREG dans ses décisions 1132 et 1165 évoquées ci-dessus.

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^{er}.

Vu la proposition d'adaptation du document « Proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2012 », approuvé par la CREG dans sa décision 1132 du 22/12/2012 et dans sa décision 1165 du 29/6/2012, transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 31 août 2012.

Vu la décision de la CREG du 19 mai 2011 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 2012.

Vu la décision de la CREG du 22 décembre 2011 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 pour l'année 2012.

Vu la décision de la CREG du 21 juin 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 29 juin 2012.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition de modification pour l'année 2012, pour application à partir du 1^{er} octobre 2012.

Considérant que la proposition de modification respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre I de la présente décision, sous les réserves formulées au paragraphe 13, et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre II.1. de la présente décision.

La CREG décide d'approuver la proposition de modification de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour l'année 2012, dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, §1, du règlement technique, avec effet à partir du 1^{er} octobre 2012.

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 19 mai 2011 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 2012.

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 attire l'attention sur le fait que son acceptation de la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour 2012 ne préjuge en rien de sa décision quant à l'application d'un mécanisme similaire après 2012, en particulier après la période de test d'un an au terme de laquelle Elia enverra à la CREG un rapport sur le fonctionnement du foisonnement IGCC. Dans ce domaine, la CREG rappelle à Elia qu'il est utile d'introduire ses propositions suffisamment longtemps avant la date de prise d'effet espérée des propositions approuvées, afin de disposer d'une base légale pour les actions qui dépendent notamment de la décision de la CREG en la matière.

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction