



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)140515-CDC-1331

sur

“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^{er} janvier 2015”

donnée 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

15 mai 2014

TABLE DES MATIERES

EXECUTIVE SUMMARY	3
INTRODUCTION.....	4
I. Cadre légal.....	5
II. Consultation	9
III. Analyse de la proposition	10
III.1 Remarques et réserves préliminaires.....	10
III.2 Eléments d’appréciation pris en considération	11
III.3 Description des évolutions proposées.....	12
III.4 Application du cadre légal et des éléments d’appréciation à la proposition	13
III.4.1Axe 1 – Transition vers l’achat court terme à 100% des volumes pour le réglage secondaire et le réglage primaire	13
III.4.2Axe 2 – Réduction du minimum bid size dans les offres pour le réglage primaire, secondaire et tertiaire à 1 MW.....	19
III.4.3Axe 3 – Evolution du produit R3DP	20
III.5 Considérations.....	21
IV. Décision	24

EXECUTIVE SUMMARY

En vertu de l'article 159, §1er, du règlement technique électricité, ELIA a proposé à la CREG pour approbation une modification des règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires.

Outre quelques aspects cosmétiques, la proposition d'ELIA se développe selon trois axes : le passage à des enchères court terme pour l'ensemble des produits de réserve primaire et secondaire, un abaissement du seuil pour la prise en compte des offres relatives aux produits long terme de 5 MW (actuellement) à 1 MW (nouvelle valeur proposée), et l'évolution du produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil.

Deux consultations particulières des acteurs du marché ont été organisées par ELIA. Celle-ci a transmis intégralement à la CREG les documents de consultation, y compris les réponses des acteurs du marché. La CREG a pris ces réponses en compte dans son analyse de la proposition d'ELIA.

La CREG approuve la proposition d'ELIA.

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans cette décision, en application de l'article 159, §1, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant les règles de fonctionnement d'un marché relatif à la compensation des déséquilibres quart.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 7 mai 2014.

La proposition d'ELIA est constituée du document « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-heures » joint à cette lettre

ELIA a également joint un CD-ROM contenant les documents relatifs aux deux consultations écrites organisées par Elia, dont les réponses à ces consultations.. Ce CD-ROM ne fait pas partie de la proposition.

La présente décision comprend quatre parties. La première partie synthétise le cadre légal et 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 7 mai 2014 et la proposition d'ELIA sont jointes en annexe de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 15 mai 2014.

///

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^{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.

II. Consultation

13. En vertu de l'article 23, § 2bis, 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^{er}, 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, par le biais de réunions de concertation, au cours desquelles les personnes intéressées ont pu librement faire valoir leur point de vue ; celui-ci a à chaque fois été repris dans un procès-verbal de réunion, approuvé ultérieurement. De plus, ELIA a organisé deux consultations écrites des acteurs du marché sur des éléments particuliers de sa proposition. On peut donc considérer qu'en vertu de cette concertation et de ces deux consultations, les entreprises d'électricité concernées 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. Elle a également joint à la lettre d'envoi de sa proposition un CD-

ROM contenant les documents relatifs aux deux consultations susmentionnées, y compris l'ensemble des réponses reçues dans ce cadre.

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

14. La CREG constate avec satisfaction la manière dont ELIA a mené depuis 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.

15. 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 2015¹ 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.

16. 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.

¹ Décision à venir.

De même, la présente proposition ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

III.2 Eléments d'appréciation pris en considération

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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

25. Comme mentionné dans l'introduction, ELIA a réparti les évolutions proposées en trois axes :

- 1) Le premier axe d'évolution concerne un passage aux achats à court terme pour 100% des produits relatifs au réglage primaire et au réglage secondaire.
- 2) Le deuxième axe concerne la modification des conditions de définition des offres relatives au réglage primaire, secondaire, tertiaire (partie production) et tertiaire des services d'ajustement de profil, pour passer d'un minimum de 5 MW à un minimum de 1 MW.
- 3) Le troisième axe propose une évolution du produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3DP), d'une part en limitant la participation à la R3DP aux unités de production qui ne sont pas reprises dans un contrat CIPU, et d'autre part en augmentant le volume maximal de ce produit de 50 MW (volume maximal pour 2014) à 100 MW.

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

26. Etant donné que la 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 trois axes décrits ci-dessus.

III.4.1 Axe 1 – Transition vers l'achat court terme à 100% des volumes pour le réglage secondaire et le réglage primaire

27. 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. 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. Ces deux éléments ont pour conséquence une augmentation du prix des offres de réservation. Une période plus courte qu'un an et donc des enchères plus fréquentes et plus proches de la période où la réserve est fournie permettraient de plus aux fournisseurs de prendre mieux en compte la connaissance à plus court terme de la disponibilité des unités dans leur portefeuille. Ces éléments diminuent le

risque des fournisseurs et ont un impact favorable sur les prix des offres. Vu notamment le contexte légal entourant les suites possibles de l'appel d'offres annuel d'ELIA, les discussions de 2012 n'ont toutefois pas mené à une évolution à court terme.

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 une fourchette comprise entre 20 et 30%. Dans sa décision 1252, la CREG s'est dite 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 mais a estimé que par prudence en matière de sécurité d'exploitation et de contrôle des coûts, il convenait 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. Pour ces raisons, la CREG a conditionné la prolongation de l'introduction de produits court terme de R1 et/ou R2 pour les exercices 2015 et ultérieurs à un examen favorable au cours de l'été 2014 des résultats des enchères court terme observés durant le premier semestre 2014.

28. Considérant qu'ELIA propose pour l'exercice 2015 de couvrir l'entièreté des besoins de R1 et R2 par des produits court terme, la CREG estime que, dans le cadre de la présente décision, il est souhaitable d'effectuer l'examen des résultats des enchères court terme observés pour les cinq premiers mois de l'année 2014 et de se prononcer sur la prolongation de l'introduction de produits court terme de R1 et R2 pour l'exercice 2015. En effet, le report de cet examen à l'été 2014 aurait nécessité le lancement par ELIA d'un appel d'offre de produits long terme de R1 et R2 afin de pouvoir faire face à un éventuel refus de la CREG de prolonger le recours aux produits court terme de R1 et R2. Considérant que tant le lancement par ELIA d'un tel appel d'offre que la participation des acteurs de marché à cet appel d'offre représentent une charge administrative non-négligeable qui pourrait être *in fine* inutile, la CREG a considéré que les résultats des enchères court terme observés pour les cinq premiers mois de l'année 2014 sont suffisants pour se prononcer sur la prolongation du recours à des produits court terme de R1 et R2 pour l'exercice 2015.

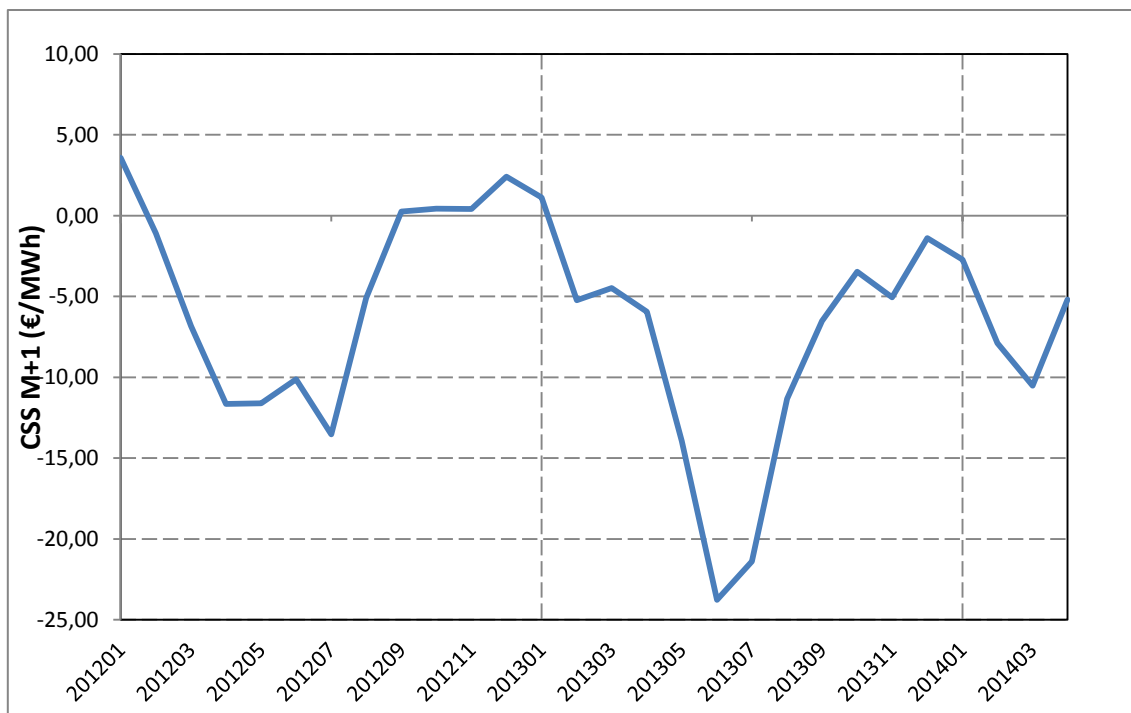
29. Ainsi, la CREG constate qu'ELIA a obtenu le volume nécessaire au cours de chacune des cinq enchères de produits court terme organisées pour les cinq premiers mois de l'année 2014. Quatre producteurs ont systématiquement participé à ces enchères mensuelles et chacun de ces quatre fournisseurs a été sélectionné à au moins une reprise. Entre 59 et 187 offres ont été introduites lors de chacune des cinq enchères organisées. La

CREG conclut que l'organisation des enchères de produits court terme n'a pas entraîné de problèmes en matière de sécurité d'exploitation.

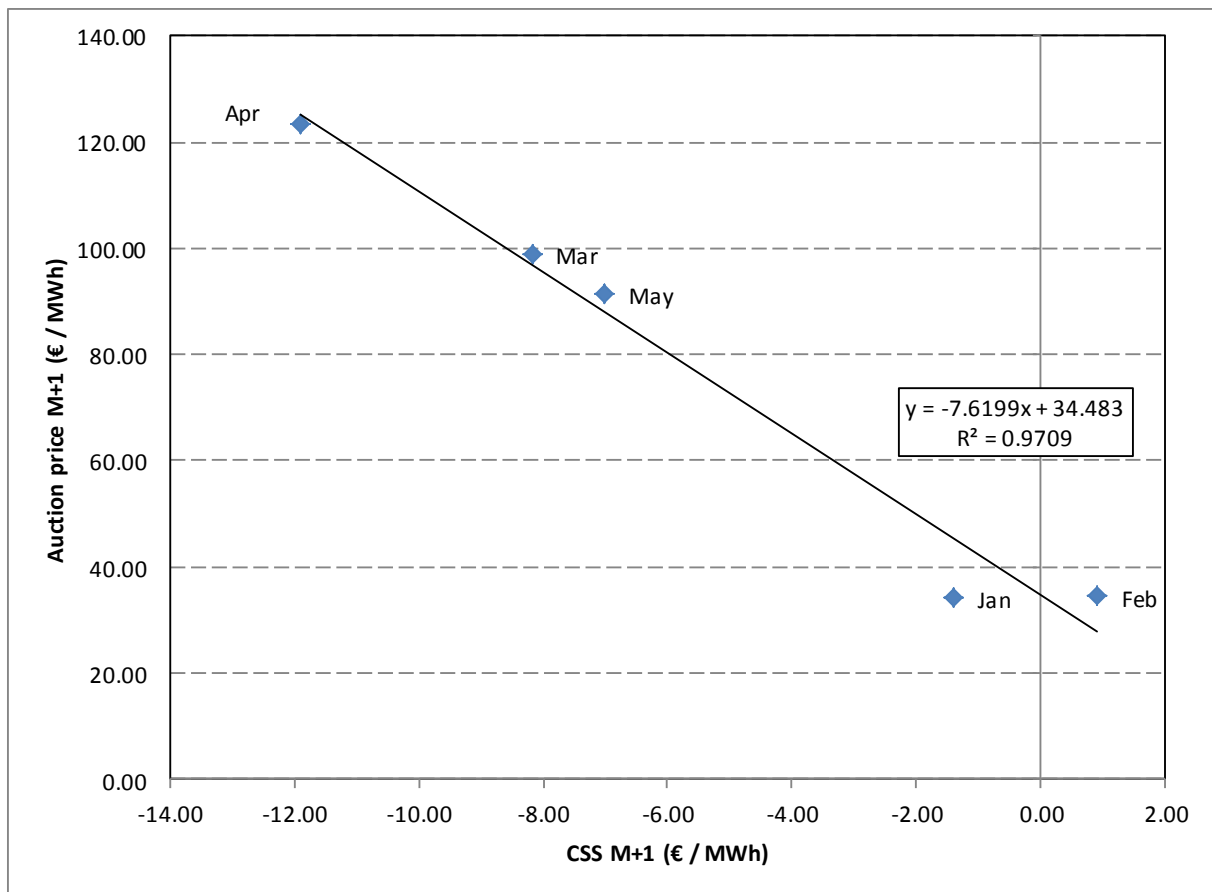
Tel qu'illustré dans le tableau ci-dessous, la CREG constate que les prix obtenus dans le cadre des cinq enchères de produits court terme ont été forts volatils et ont connu une tendance globalement haussière au cours des cinq premiers mois de l'année 2014

Reserve Type	Reserve Product	Delivery Period	Total Contracted Volume [MW]	Average Price [€/Mw/h]	Tariff Period [PEAK/L-OFFPEAK/BASE]	Symmetry Type
R1	Symmetric100	January 2014	27	41.22	BASE	SYM
		February 2014	28.9	34.74	BASE+P+L_OP	SYM
		March 2014	27	111.63	BASE	SYM
		April 2014	27	152.73	BASE	SYM
		May 2014	27	91.50	BASE	SYM
R2	Downward	January 2014	20	12.50	BASE	ASYM Downward
		February 2014	20	15.57	BASE	ASYM Downward
		March 2014	20	41.00	BASE	ASYM Downward
		April 2014	20	42.00	BASE	ASYM Downward
		May 2014	20	45.75	BASE	ASYM Downward
R2	Upward	January 2014	20	12.50	BASE	ASYM Upward
		February 2014	20	15.57	BASE	ASYM Upward
		March 2014	20	41.00	BASE	ASYM Upward
		April 2014	20	42.00	BASE	ASYM Upward
		May 2014	20	45.75	BASE	ASYM Upward

La CREG constate toutefois que le *clean spark spread* (CSS) calculé sur la base des futures pour le mois suivant (futures M+1), qui détermine les coûts de réservation des centrales au gaz dans le cadre des enchères mensuelles, est généralement fort volatil au cours de l'année. Comme illustré dans le graphique ci-dessous pour une centrale avec un rendement de 50% et une émission spécifique de 0,38 t CO2/MWh, la valeur mensuelle moyenne du CSS M+1 a tendance à diminuer au cours du premier semestre de l'année et à augmenter au cours du second semestre de l'année. Cette dynamique structurelle explique que les prix obtenus dans le cadre des enchères de produits court terme de R1 et R2 ont globalement connu une tendance haussière au cours des cinq premiers mois de l'année 2014.



L'évolution du prix des enchères lors de ces cinq mois est en outre fortement corrélée à celle de la valeur du CSS M+1. La figure ci-dessous illustre cette corrélation. Les cinq points reportés en bleu sur la figure correspondent chacun au couple (CSS M+1 de la veille de l'enchère, prix moyen de l'enchère tous produits confondus) pour chacune des cinq enchères court terme déjà réalisées, ainsi que la droite de régression linéaire entre ces cinq points. Les mois indiqués sont ceux où les produits sont fournis (M+1). L'équation de la droite de régression et le coefficient de corrélation sont également affichés. La figure montre à quel point la valeur du CSS connue au moment de l'enchère conditionne le prix moyen de l'enchère.



Par ailleurs, la CREG est d'avis qu'une comparaison avec les résultats de l'enchère annuelle organisée par ELIA au mois de juin 2013 n'a qu'un intérêt très limité et doit être effectuée avec prudence pour les raisons suivantes :

- 1) aucun volume de R1 100mHz n'a été contracté par ELIA dans le cadre de l'enchère annuelle. Il n'existe donc aucune base de comparaison pertinente pour ce produit particulier et très exigeant (et donc plus cher) ;
- 2) les unités de production les plus performantes ont vraisemblablement déjà été offertes et contractées dans le cadre de l'enchère annuelle ;
- 3) le volume contracté dans le cadre des enchères court terme n'est pas optimal, notamment en termes de rapport entre le volume de R1 100 mHz (27 MW) et le volume de R2 (20 MW) : pour les raisons précitées, il correspond aux volumes approuvés par la CREG moins les volumes contractés sur la base d'une optimisation partielle effectuée avec les offres remises dans le cadre de l'enchère annuelle.

Ensuite, la CREG rappelle les avantages inhérents à la tenue d'enchères mensuelles en lieu et place d'une unique enchère annuelle ou d'une combinaison d'une enchère annuelle avec

des enchères mensuelles, tant en ce qui concerne la pression concurrentielle que le niveau des prix :

- 1) la tenue d'enchères mensuelles réduit la probabilité qu'un acteur de marché ne soit pas sélectionné par ELIA durant une période complète d'un an. Dans un contexte où certains producteurs hésitent à fermer certaines de leurs unités de production, l'organisation d'enchères mensuelles pourrait éviter qu'un producteur précipite la fermeture d'une de ses unités de production car il n'a pas été sélectionné à une enchère annuelle par ELIA ;
- 2) la tenue d'enchères mensuelles permet l'entrée plus rapide de nouveaux acteurs sur ce marché : les nouveaux acteurs attirés par des signaux de prix mis à jour à une meilleure fréquence auront douze fois plus de possibilités de rentrer sur ce marché ;
- 3) la tenue d'enchères mensuelles permet aux acteurs qui ont peu de ressources 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 ;
- 4) un rapprochement entre la date des enchères et la période de fourniture des produits a 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.

Enfin, la CREG ne peut résolument plus soutenir une répartition entre long terme et court terme pour plusieurs raisons :

- 1) une telle répartition fragmente le marché et en diminue la liquidité ;
- 2) à l'inverse d'une enchère mettant simultanément en concurrence l'ensemble des ressources disponibles, une telle répartition ne permet pas aux acteurs du marché de prendre connaissance de la valeur relative, pour le système, des différentes ressources présentes sur le marché ;
- 3) une répartition préalable entre volumes long terme et volumes court terme qui serait « quasi-optimale » consisterait à procéder à un choix préalable d'un type de combinaisons de ressources, notamment à court terme, conduisant à cette « quasi-optimalité ». En plus de son caractère potentiellement discriminatoire, cette pratique lierait l'existence de la solution globale « quasi-optimale » à la disponibilité d'une combinaison particulière d'éléments capables de rencontrer les besoins de la partie court terme. Ceci ne garantirait absolument pas la

« quasi-optimalité » de la solution globale lors de chaque enchère court terme. L'abandon total de produits annuels pour couvrir les besoins en R1 et R2 dès 2015 est donc également motivé par la volonté d'aboutir le plus rapidement possible pour chaque mois à un optimum global, en lieu et place de deux optimums partiels qui, considérés ensemble, sont économiquement moins favorables que l'optimum global.

30. Parmi les répondants à la seconde consultation organisée par ELIA², la CREG constate que la majorité des répondants, parmi lesquels des producteurs, des agrégateurs et un client industriel, s'est prononcée en faveur de la couverture de l'entièreté des besoins de R1 et R2 par des produits court terme dès l'exercice 2015. Par ailleurs, la CREG constate que des réponses satisfaisantes ont été apportées par ELIA aux remarques et arguments de la minorité de répondants qui s'est prononcée en défaveur de la couverture de l'entièreté des besoins de R1 et R2 par des produits court terme dès l'exercice 2015.

31. En conclusion, 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.

III.4.2 Axe 2 – Réduction du minimum bid size dans les offres pour le réglage primaire, secondaire et tertiaire à 1 MW

32. Le passage de 5 MW à 1 MW de la capacité minimum d'une offre de produit long terme s'inscrit dans le cadre de la généralisation aux produits long terme de la proposition d'Elia pour les produits court terme, approuvée par la décision 1310³ de la CREG.

Comme c'était déjà le cas pour la mesure approuvée dans la décision 1310, cette mesure permet à des acteurs ayant des ressources de plus petite capacité dans leur portefeuille d'avoir accès au marché des réserves. Ainsi, cette mesure favorise la liquidité du marché et donc le volume des offres à disposition d'Elia.

La première consultation d'Elia se référait notamment à cette proposition. Les acteurs du marché ayant répondu à cette partie de la première consultation ont accueilli favorablement

² La synthèse des réponses et la position motivée d'Elia vis-à-vis de chaque argument inclus dans les réponses sont reprises dans le document « Overzichtsnota 2^{de} consultatie » joint en annexe à la proposition d'Elia.

³ Décision (B)140227-CDC-1310 du 27 février 2014 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.

cette proposition. Un acteur du marché qui a répondu plaide pour que le minimum par site puisse au moins être de 5 MW, ce que la proposition d'Elia n'empêche nullement.

33. La CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

III.4.3 Axe 3 – Evolution du produit R3DP

34. Le troisième axe propose une évolution du produit de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil (R3DP), d'une part en limitant la participation à la R3DP aux unités de production qui ne sont pas reprises dans un contrat CIPU, et d'autre part en augmentant le volume maximal de ce produit de 50 MW (volume maximal pour 2014) à 100 MW.

35. La contractualisation de réserve tertiaire des services d'ajustement de profil via le nouveau produit R3 DP mis en place à partir du 1^{er} janvier 2014 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.

Suite aux premiers retours d'expérience, y compris au niveau de l'acquisition de ces réserves, ELIA a jugé utile de proposer d'adapter le produit. Elle a présenté les deux adaptations proposées lors de réunions de la taskforce ad hoc balancing de son Users' Group et du groupe de travail d'experts « Ancillary services by DER » qui lui est associé. Les acteurs de marché ont ainsi pu y faire part de leurs remarques et commentaires sur ces propositions.

La première adaptation, en limitant la participation à la R3 DP aux unités de production qui ne font pas l'objet d'un contrat CIPU, permet de clarifier la cible des produits de réserve tertiaire de production et de R3 DP.

La CREG estime que cette adaptation permet d'éviter que certaines unités de production puissent participer aux deux types de réserves, alors que le produit R3 DP n'a pas été conçu pour ces ressources. Elle favorise ainsi l'accès de la demande et de la production décentralisée au marché des réserves et permet à Elia un meilleur accès à ce type de ressources pour régler l'équilibre de la zone de réglage.

La seconde adaptation, en augmentant le volume maximal de ce produit de 50 MW (volume maximal pour 2014) à 100 MW, permet d'élargir la contrainte limitant la participation des ressources de R3 DP aux réserves et de pousser plus loin la mise en concurrence entre réserve tertiaire de production et R3 DP introduite au niveau de l'appel d'offres.

La CREG estime qu'elle permet de continuer progressivement le phénomène d'apprentissage nécessaire de ce nouveau produit, dans des proportions qui restent acceptables pour tous les intervenants, gestionnaires de réseau et fournisseurs de réserve. En gardant un volume important de réserve tertiaire associé aux unités de production signataires d'un contrat CIPU, elle permet à ELIA de continuer à bénéficier de ressources de réserve activables pendant des durées plus longues que ne le permet le produit R3 DP, tout en acquérant une connaissance graduelle des limites d'un tel élargissement. Elle permet aux gestionnaires des réseaux de distribution de prendre progressivement connaissance de l'impact d'un tel produit sur l'exploitation de leurs réseaux. Elle laisse aux fournisseurs potentiels du service de R3 DP le temps d'aborder le marché des utilisateurs de réseau et d'identifier les consommateurs et petits producteurs susceptibles de participer à ce service, ouvrant ainsi l'accès du marché des réserves tertiaires à de nouveaux participants.

La CREG considère que, par l'élargissement de la concurrence qu'elle introduit, la combinaison de ces deux adaptations favorise la recherche et l'expression d'une solution économiquement optimale pour la réservation des ressources de réserve tertiaire, ce qui est globalement favorable au marché.

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

III.5 Considérations

37. 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.

38. Dans le contexte des enchères court terme de R1 et de R2, la CREG tient à attirer l'attention de tous les acteurs concernés sur l'importance d'entreprendre les actions nécessaires pour un meilleur fonctionnement du marché des services auxiliaires de R1 et R2, conformément à la volonté déjà exprimée lors des contacts préalables à l'établissement

des enchères court terme de R1 et R2. Cela concerne aussi bien les volumes globaux offerts lors des enchères afin de permettre à Elia de contracter les volumes de réserves nécessaires, que la variété des volumes des différentes offres et la diversité de leur répartition entre les différents produits, permettant ainsi à ELIA d'atteindre la solution économiquement la plus optimale possible pour le marché.

39. La CREG demande à ELIA, en concertation avec les acteurs du marché par exemple au sein de la taskforce ad hoc balancing de son Users' group, d'étudier l'opportunité de passer ou non à des enchères court terme pour les produits de réserve tertiaire sur la production, la R3 DP et l'ICH.

40. Vu l'importance du retour d'expérience pour le marché dans la perspective de la poursuite du produit R3 DP et son évolution, la CREG demande à ELIA de continuer à analyser l'utilisation du produit R3 DP afin de déterminer si d'autres adaptations sont nécessaires pour assurer que ce produit soit réellement efficace et non discriminatoire, et de faire rapport à la CREG dans ce sens tous les six mois, ou plus tôt si elle l'estime utile.

41. Dans ses décisions 1163⁴ et 1252⁵, 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^{er} 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, de la R2 et de la R3 production, déjà mis en œuvre en *day ahead*, ou d'une autre solution destinée à atteindre le même objectif. Elle demande en outre à ELIA de prévoir la mise en œuvre au plus tôt d'un tel mécanisme, et en tout cas avant le 1^{er} janvier 2016.

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

⁴ Décision (B)120628-CDC-1163 de la CREG du 28 juin 2012, paragraphe 31.

⁵ Décision (B)130704-CDC-1252 de la CREG du 4 juillet 2013, paragraphe 61.

43. 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. Décision

Vu l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, notamment l'article 159, § 1^{er}.

Vu la proposition « Proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 7 mai 2014.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur dès que nécessaire pour les produits effectifs à partir du 1^{er} janvier 2015, et en particulier jusqu'au 31 décembre 2015 pour la réserve tertiaire des services d'ajustement de profil.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR organise de manière permanente une concertation avec les acteurs du marché lors des réunions de la « taskforce *ad hoc* balancing » de son Users's Group et du groupe de travail d'experts « Ancillary services by DER » qui lui est associé.

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 les réponses aux deux consultations écrites particulières réalisées par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR respectivement entre le 17 février et le 18 mars 2014 et entre le 23 avril et le 5 mai 2014, et dont les documents, y compris les réponses, ont été transmis à la CREG sur un CD-ROM accompagnant la lettre du 7 mai 2014.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre III.4 de la présente décision.

La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, §1, du règlement technique.

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^{er} janvier 2016,

selon un calendrier compatible avec une décision de la CREG, y compris la consultation préalable.

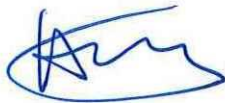
Cependant, la CREG décide que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR devra prendre les actions permettant de rencontrer les remarques formulées, notamment dans les paragraphes 38, 39, 40, 41, 42 et 43 de la présente décision, et de respecter les dates qui sont spécifiées pour la réalisation de ces actions.

Par ailleurs, la CREG rappelle la nécessité pour la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR de disposer des réserves qui feront l'objet de la décision de la CREG 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 2015.

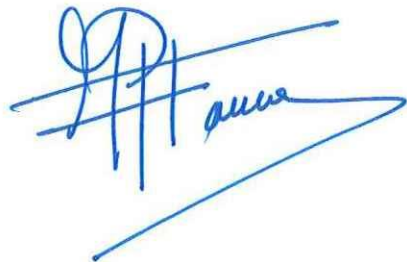
La CREG rappelle également à la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR la nécessité de mettre en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision les contrats qui sont liés à la compensation des déséquilibres quart horaires.

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

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction