



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)101223-CDC-1028

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 pour l'année 2011'

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

Le 23 décembre 2010

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 un mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2011.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 22 novembre 2010.

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 22 novembre 2010 et la proposition d'ELIA annexée à cette lettre sont jointes en annexe 1 de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 23 décembre 2010.

◆◆◆◆

I. CADRE LÉGAL

1. La présente décision est prise en application de l'article 159, §1er, du règlement technique en vertu duquel, 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.

2. 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 du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, 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.

3. L'article 3, §1er, 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.

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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.

8. 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.

9. 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. ANALYSE DE LA PROPOSITION

II.1. Remarques et réserves préliminaires

10. La proposition est présentée par ELIA pour l'année 2011, comme précisé dans son préambule. La présente décision porte donc uniquement sur l'application des règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pendant l'année 2011.

ELIA est invitée à introduire ultérieurement une proposition de règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires applicables après l'année 2011.

11. Dans sa proposition, ELIA fait référence, directement ou indirectement, à des conditions incluses dans les contrats passés ou à passer entre ELIA et les acteurs du marché. 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. 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.

12. La CREG constate que pour 2011, tout comme pour 2010, des réservations de puissance secondaire sont déterminées par l'Arrêté Ministériel du 24 décembre 2009 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2010 et 2011 du réglage secondaire par différents producteurs. Conformément à la décision (B)101223-CDC-1027 du 23 décembre 2010 de la CREG sur 'la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2011', aucun volume supplémentaire n'est nécessaire par rapport à ceux prévus dans cet Arrêté ministériel.

II.2. Éléments d'appréciation pris en considération

13. 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.

14. 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 très 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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 évitant 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.

18. 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.

19. 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

20. Dans le mécanisme proposé, le marché de la fourniture du réglage secondaire est ouvert à tous les producteurs, qu'ils aient ou non signé des contrats de réservation dans le cadre du réglage secondaire.

D'une part, chaque acteur auprès duquel ELIA a réservé de la puissance de réglage secondaire est tenu de remettre offre à ELIA pour une puissance au moins égale à la puissance réservée, tant à la hausse qu'à la baisse. 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 du prix du marché de référence à l'heure considérée et de la part combustible du coût de production du type d'unités concernées. De

plus, la différence entre ces deux limites reste toujours inférieure à un plafond donné.

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 des formules qui ne dépendent que du prix du marché de référence à l'heure considérée.

D'autre part, les acteurs auprès desquels ELIA n'a pas réservé de la puissance de réglage secondaire ont la possibilité de participer au réglage secondaire, mais ne sont pas obligés de le faire. S'ils décident d'y participer, les prix auxquels ils remettent offre ne sont pas limités.

21. Le mécanisme introduit de la flexibilité en ouvrant le marché du réglage secondaire aux acteurs qui n'ont pas signé avec ELIA de contrat de réservation de puissance de réglage secondaire. 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 que ne le requiert la définition des lots.

La CREG considère que les règles proposées pour le fonctionnement du marché du réglage secondaire constituent 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, le réglage secondaire est utilisé seul dans plus de 90% du temps pour compenser les déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge.

22. Actuellement, 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 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. Dans la pratique, la puissance de réglage tertiaire est d'habitude placée sur les unités les plus chères qui présentent les caractéristiques techniques requises. Comme la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU) est

notamment constituée de la puissance non utilisée d'unités en fonctionnement, cela devrait la placer en termes de coût à un niveau plus avantageux que la puissance de réglage tertiaire. Ce mécanisme implique que si un acteur du marché souhaite avoir le maximum de chances de vendre sa puissance tertiaire non réservée à ELIA, il a intérêt à la proposer à un prix moindre que celui des offres de puissance de réglage tertiaire, dont le prix est plafonné selon une formule prenant en compte le prix du combustible. Ce mécanisme laisse ainsi au marché le soin de définir les prix de manière telle que la puissance tertiaire non réservée, dont le prix est laissé libre mais dont l'offre est obligatoire, soit offerte à un prix inférieur à celui de la puissance de réglage tertiaire réservée, qui devrait être placée sur des machines plus chères.

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.

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.

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.

23. Le mécanisme proposé présente des évolutions destinées à renforcer la concurrence sur le marché de la réserve tertiaire. Ainsi, ELIA applique actuellement une nouvelle méthode d'activation de la réserve tertiaire dans le but d'améliorer l'utilisation des moyens de réglage disponibles. Un document expliquant le principe et des résultats de cette nouvelle

méthode est joint en annexe à la proposition d'ELIA envoyée le 30 juin 2010 relative à la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2011. La CREG s'est prononcée sur cette proposition dans sa décision (B)100826-CDC-982 sur 'la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2011' du 26 août 2010.

24. La CREG constate que deux mesures possibles, présentées dans des propositions antérieures concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires ont été abandonnées, à savoir un système dans lequel les ARP pourraient offrir au niveau des charges interruptibles des blocs de puissance de réglage à un prix fixé librement et une extension du mécanisme à des offres en provenance de l'étranger. Dans la mesure où de telles évolutions et de nouvelles méthodes tendent à renforcer la concurrence sur le marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires, la CREG encourage ELIA à continuer à les étudier et à les introduire dans une nouvelle proposition de mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires lorsqu'elles seront arrivées à maturité.

En outre, pour ce qui concerne le système dans lequel les ARP pourraient offrir au niveau des charges interruptibles des blocs de puissance de réglage à un prix fixé librement, la CREG demande à ELIA de proposer de nouveau ce produit aux ARP, et de faire rapport à la CREG des réponses qu'elle aura reçues de la part des acteurs susceptibles d'être intéressés par ce produit.

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

25. 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 la méthode d'évaluation et à la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2011 .

Cette proposition a fait l'objet des décisions (B)100826-CDC-982 de la CREG du 26 août 2010 et (B)101223-CDC-1027 du 23 décembre 2010. La présente décision ne revient donc pas sur ces éléments.

26. A plusieurs endroits de la proposition, notamment aux sections 4.1.1 et 4.2.1, ELIA

mentionne, que ce soit explicitement ou implicitement, la possibilité de contracter des ressources pouvant présenter une disponibilité inférieure à 100%.

La CREG considère que le recours à des ressources 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.

La CREG tient cependant à rappeler que les puissances de réglage secondaire 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)101223-CDC-1027 du 23 décembre 2010, 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 secondaire mises à disposition d'ELIA permettent de satisfaire la quantité qui a fait l'objet de la décision (B)101223-CDC-1027 de la CREG. Pour la même raison, la CREG considère que l'acceptation d'offres de puissance de réglage tertiaire contractée du côté production doit se faire de manière telle que les offres d'activation de puissance de réglage tertiaire du côté production mises à disposition d'ELIA permettent de satisfaire la quantité qui a fait l'objet de la décision (B)101223-CDC-1027 de la CREG.

II.3.3. Activation des ressources pour le réglage secondaire

27. Dans la proposition, ELIA sélectionne en J-1 pour chaque quart d'heure du jour J des offres pour 150 MW à la hausse et 150 MW à la baisse¹. Ces offres peuvent provenir aussi bien de la puissance réservée que de la puissance non réservée. 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.

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.

¹ Sauf si le montant total offert par les fournisseurs est inférieur à cette valeur. Il ne peut cependant être inférieur à 100 MW.

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

28. La CREG estime que cette manière de procéder est conforme aux articles 157, §2, 158 et 159, §2, du règlement technique.

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

29. 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, pour obtenir un bon fonctionnement de celui-ci, le mode de rémunération des producteurs fournissant les services de compensation des déséquilibres quart horaires ne peut pas être indépendant du mode de tarification des déséquilibres des ARP.

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

Pour la réservation des ressources en 2011, les volumes et les prix de réservation de la réserve secondaire sont fixés par l'Arrêté Ministériel du 24 décembre 2009 précité. Etant donné qu'aucun volume supplémentaire n'est nécessaire, il n'y a pas lieu de considérer plus avant la rémunération 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 faible 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. Enfin, le principe de la tarification adoptée pour la compensation des déséquilibres quart horaires, à savoir une tarification au coût moyen, est cohérente avec le mode de rémunération « *pay as bid* ».

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

30. Pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire contractée, ELIA propose pour 2011, comme pour 2009 et 2010, 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.

31. L'activation des charges interruptibles est réalisée selon les principes mentionnés au point 22. Jusqu'en 2009, la rémunération de cette activation était effectuée à un prix de 110% de la dernière ressource activée pour le quart d'heure considéré, avec un prix minimum fixe proposé de 75 €/MWh.

Dans la décision (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008², la CREG a demandé que la revalorisation des charges interruptibles *a posteriori* soit évitée.

Dans cette optique, ELIA propose depuis l'année 2010 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 pendant les 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. Elle considère également que la proposition d'ELIA sur la valorisation de l'activation des charges interruptibles répond à sa demande formulée dans la décision de la CREG (B)081222-CDC-817.

En conséquence, elle accepte cette proposition.

II.3.5. Marché *intraday*

32. En tant qu'ELIA conditionne notamment le fonctionnement correct du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires à des considérations destinées à éviter le

² Décision (B)081222-CDC-817 concernant 'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2009'.

gaming et le sourcing des ARP sur le marché des puissances de réglage secondaire et tertiaire, la CREG a déjà attiré précédemment l'attention d'ELIA sur les interactions possibles qui pourraient apparaître entre le marché intraday et le marché de la compensation des déséquilibres quart horaires. Ainsi, dans les décisions (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008³ et (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009⁴, la CREG insistait sur la nécessité pour ELIA de veiller à continuer à disposer des réserves nécessaires telles que déterminées par ELIA et qui ont fait l'objet de la décision (B)080513-CDC-762 du 13 mai 2008 de la CREG relative aux réserves pour 2009 et demandait en conséquence à ELIA de lui présenter un mécanisme permettant de contrôler que la participation des différents acteurs concernés au marché intraday ne se fait pas au détriment des réserves contractées à mettre à disposition d'ELIA ou des capacités de réserve dont les acteurs doivent disposer en application du contrat CIPU.

Pour répondre à cette demande, ELIA a développé le système « BERGE », qui est un outil d'estimation de la réserve totale disponible pour la zone de réglage belge. Il permet d'estimer et de visualiser si les réserves disponibles dans la zone sont suffisantes pour couvrir la perte de la plus grosse unité de production, d'une part en termes de puissance à tout moment de la journée, d'autre part en termes d'énergie sur le reste de la journée. En mode D-1, ces évaluations sont faites pour la journée D sur base des nominations et données techniques de production, et prennent en compte les réserves disponibles en Inter-TSO et chez les clients interruptibles. En mode *intraday*, les calculs sont mis à jour automatiquement toutes les 15 minutes et prennent ainsi en compte les modifications de programme de production reçues par Elia.

La CREG a appris officieusement que le système BERGE est utilisé au Centre National de Contrôle d'ELIA depuis le 1^{er} janvier 2010 et a fait l'objet depuis lors d'améliorations régulières. Une présentation est prévue à la CREG début 2011.

II.3.6. Transparence et information au marché

33. Dans le chapitre 6 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

³ Décision (B)081222-CDC-817 concernant 'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2009'.

⁴ Décision (B)091217-CDC-922 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 pour l'année 2010'

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.

La CREG avait remarqué dans sa décision (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009⁵, que le volume de réglage net (ci-après : NRV) est exprimé en MW dans les tableaux du site internet d'ELIA, alors que plusieurs documents téléchargeables de ce site se réfèrent à une valeur du NRV exprimée en MWh.

La CREG avait demandé à ELIA de modifier son site internet pour le 31 janvier 2010 au plus tard, de manière à y assurer la cohérence des unités dans lesquelles le NRV est exprimé. La CREG constate que ceci n'a pas été fait et insiste pour que cela le soit au plus tard le 31 décembre 2010. Elle réitère sa demande à ELIA de veiller à un usage cohérent des unités dans lesquelles les grandeurs sont exprimées.

34. Par ailleurs, dans le point 6.4 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 avant le 31 janvier 2011, de manière à ce qu'il reflète la présente décision et la proposition sur laquelle elle porte.

II.3.7. Monitoring

35. Le chapitre 7 de la proposition porte sur le monitoring.

Après quatre années d'utilisation des données de monitoring reçues d'ELIA, la CREG souhaite continuer à étendre 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.

Ces données supplémentaires concernent le mécanisme *intraday* production.

⁵ Décision (B)091217-CDC-922 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 pour l'année 2010'

36. Pour ce qui concerne le monitoring du marché *intraday* production, ELIA avait déjà proposé dans sa proposition du 22 octobre 2009 et dans les amendements du 30 novembre 2009 à cette proposition d'envoyer à la CREG sur base mensuelle les données suivantes : d'une part le nombre de programmes infrajournaliers soumis par ARP et par jour, et d'autre part pour chaque quart d'heure et pour chaque unité de production, la puissance nominée et validée par ELIA, telle que contenue dans le dernier programme d'accès reçu.

Cette proposition est conforme à ce que la CREG avait demandé à ELIA dans sa décision (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008⁶.

Dans sa décision (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009⁷, la CREG avait demandé à ELIA de lui transmettre ces données à partir de l'envoi relatif aux données mensuelles d'octobre 2009.

La CREG constate, au moment de rédiger la présente décision et quoiqu'indiqué dans l'amendement de proposition du 30 novembre 2009 par Elia, que ces données ne sont pas fournies à la CREG.

Dans sa décision (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009⁸, la CREG avait également demandé à ELIA d'inclure une section sur le monitoring de l'*intraday* production dans les rapports mensuels de monitoring du balancing, à partir du rapport relatif à janvier 2010. Cette section devait au moins contenir les éléments suivants :

- Un tableau des données relatives au mois traité dans le rapport et contenant pour chaque ARP une synthèse des modifications de programme sur le mois, à la hausse et à la baisse, en terme de
 - Nombre moyen de programmes soumis par jour
 - Nombre d'unités de production concernées
 - Durée totale des modifications, toutes unités confondues (nombre de « quarts d'heure X unités »)

⁶ Décision (B)081222-CDC-817 concernant 'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2009'.

⁷ Décision (B)091217-CDC-922 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 pour l'année 2010'

⁸ Décision (B)091217-CDC-922 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 pour l'année 2010'

- Volume total des modifications (différence entre le programme *day ahead* et le programme *intraday* final en MWh).
- Un tableau roulant sur les 12 derniers mois, reprenant une synthèse du premier tableau, sans distinguer les ARP.

Au moment de rédiger la présente décision, cette information n'est pas encore incluse dans les rapports mensuels envoyés.

La CREG insiste pour que l'envoi des données et l'adaptation des rapports mensuels de monitoring soient mis en œuvre comme spécifié ci-dessus, avant le 31 janvier 2011, avec effet rétroactif à la date de la première nomination « *intraday* production », faute de quoi elle devra envisager de formuler sa demande sous une autre forme.

37. Dans sa décision (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008⁹, la CREG avait demandé à ELIA de joindre aux données mensuelles de monitoring à partir des données relatives au mois de janvier 2009 les informations quart-horaires suivantes fournies par chaque producteur ayant signé un contrat de réglage secondaire :

- les informations mentionnées au point 6.2.1 du contrat de réglage secondaire 2008,
- les informations mentionnées à l'annexe 4 du contrat de réglage secondaire 2008, éventuellement moyennées par quart d'heure.

Dans le cadre de la procédure de vérification des soldes de 2009, il est apparu que ces données étaient insuffisantes pour réaliser un monitoring cohérent de l'activation du réglage secondaire et des pénalités qui y sont liées. La question de la systématisation de l'envoi par ELIA à la CREG de données de monitoring lié à l'activation des réserves secondaires, telles que celles fournies sur les CD-Rom joints au courrier d'ELIA du 11 juin 2009 référencé 20100611-PP-CF-TRAN-JDA, est actuellement à l'étude à la CREG.

38. Dans sa décision (B)091217-CDC-922 du 17 décembre 2009¹⁰, la CREG avait demandé à ELIA d'envoyer les volumes échangés entre ARP sur le hub par couple d'ARP, par transaction et par quart d'heure selon une périodicité mensuelle, en distinguant les échanges déclarés ex ante des échanges déclarés ex post. La CREG avait demandé que

⁹ Décision (B)081222-CDC-817 concernant 'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2009'.

¹⁰ Décision (B)091217-CDC-922 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 pour l'année 2010'

ces données soient jointes aux données mensuelles de monitoring.

La CREG reçoit désormais ces données mensuellement.

39. 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.

Afin de répondre à la demande de la CREG formulée dans sa décision (B)061220-CDC-611 du 20 décembre 2006 relative à la proposition d'ELIA concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2007, il a été convenu entre ELIA et la CREG¹¹ de redéfinir la fréquence d'envoi des rapports et des données de monitoring ainsi que la structure de ces rapports. Les rapports et données ont été scindés en éléments à transmettre à la CREG sur base mensuelle et éléments à transmettre sur base trimestrielle. Ces derniers concernent les rapports et données relatifs aux déséquilibres quart horaires individuels des ARP.

La mise en œuvre de ces envois de documents s'est faite progressivement dans le courant de l'année 2007 et a continué en 2008, 2009 et 2010.

La CREG constate que quelques problèmes subsistent en matière de rythme de la transmission des données, quoique de manière plus ponctuelle. La CREG demande à ELIA de continuer ses efforts d'amélioration des délais d'envoi des rapports et données de monitoring, notamment en matière d'automatisme et de régularité des envois.

En revanche, il apparaît de plus en plus que la qualité des données transmises mensuellement laisse à désirer. La CREG demande à ELIA de faire un effort pour envoyer des données qui ne nécessitent pas que la CREG revienne à chaque envoi mensuel vers ELIA pour des corrections, d'autant plus que le délai consenti par la CREG entre la fin du mois concerné et la date d'envoi des données mensuelles avait notamment été justifié par des arguments touchant au souci d'ELIA d'envoyer des données de qualité.

¹¹ Voir notamment le courrier d'ELIA du 28 février 2007 et la réponse de la CREG du 14 mars 2007.

III. DECISION

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 pour l'année 2011 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par lettre du 22 novembre 2010.

Vu les décisions de la CREG du 26 août 2010 et du 23 décembre 2010 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 2011.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2011.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles du règlement technique repris sous le titre I de la présente décision.

Considérant que la proposition 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 pour l'année 2011, dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, §1, du règlement technique.

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 24, 26, 32, 33, 34, 36, et 39 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 23 décembre 2010 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 2011.

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 2011 ne préjuge en rien de sa décision quant à l'application d'un mécanisme similaire après 2011. 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